



Sveriges lantbruksuniversitet
Fakulteten för skogsvetenskap

Institutionen för skogens produkter, Uppsala

**Nuanskaffningskostnad för Jämtkrafts
fjärrvärmeanläggningar**

*Today-acquisition-cost for the district
heating facilities of Jämtkraft*

Björn Thorn-Andersen



Sveriges lantbruksuniversitet
Fakulteten för skogsvetenskap

Institutionen för skogens produkter, Uppsala

**Nuanskaffningskostnad för Jämtkrafts
fjärrvärmeanläggningar**

*Today-acquisition-cost for the district
heating facilities of Jämtkraft*

Björn Thorn-Andersen

Nyckelord: NUAk, kapitalbas, fjärrvärme, TPA

Examensarbete, 30 hp Avancerad nivå i ämnet företagsekonomi (EX0647)
Jägmästarprogrammet 06/11

Handledare SLU: Lars Lönnstedt
Examinator SLU: Torbjörn Elowson

Sammanfattning

Fjärrvärme är en uppvärmningsform som ökar och utvecklas över hela Sverige idag. Diskussionen kring att reglera fjärrvärmemarknaden på liknande sätt som elnätet reglerats är aktiv, eftersom de kunder som är anslutna till ett fjärrvärmenät idag kan anses vara i beroendeställning gentemot fjärrvärmeföretaget. Det är troligt att en reglering kommer att införas för att begränsa fjärrvärmeföretagens möjliga intäkter från fjärrvärmen. En sådan reglering kommer troligtvis att kräva att distributionen och produktionen av fjärrvärme redovisas separat av varje fjärrvärmeföretag. Utifrån ett beräknat värde på distributionsnätet kommer troligtvis ett intäktsstak bestämmas genom att tillåta intäkterna att vara en procentsats på värdet av nätet. Syftet med examensarbetet har varit att räkna ut värdet av Jämtkrafts fjärrvärmeanläggningar genom att beräkna nuanskaffningskostnaden (NUAK) för anläggningarna. NUAK är ett mått på hur mycket en anläggning skulle kosta att skaffa ny idag. För företagets del kan NUAK även användas till att beräkna behovet av reinvesteringar för att hålla systemet med den prestanda som det har idag. (genom att dividera NUAK med den genomsnittliga tekniska livslängden och därmed få fram det årliga reinvesteringsbehovet.) Resultatet har redovisats för varje enskilt nät för sig.

För distributionsnätet har en kulvertkostnadskatalog från Svensk fjärrvärme använts, kostnadskatalogen som utgavs 2007 indexuppräknades till augusti 2011, det index som användes var entreprenadindex E84 som utges av SCB. I kulvertkostnadskatalogen anges priset för fjärrvärmeledningar per meter ledning. Uppgifter om ledningsnätet har hämtats från Jämtkrafts anläggningsregister. Indelning av Östersundsnätet gjordes i tre klasser, parkmark, ytterområde och innerstad. I distributionsnätet ingår även ventiler och pumpstationer, ventiler värderas med hjälp av en prislista från tillverkare. Pumpstationer har värderats genom att använda byggkostnaden för den pumpstation som Jämtkraft byggde 2010.

Produktionsanläggningarna har delats upp i tre kategorier, pannor med en effekt mindre än 5 MW, större än 5 MW och kraftvärmeverket. De mindre anläggningarna har värderats genom jämförelser med budgetofferter från tillverkare. Anläggningar större än 5 MW har värderats genom nyckeltal och genom jämförelse med nybyggda liknande anläggningar. Kraftvärmeverket har jämförts med det kraftvärmeverk som byggdes av Kalmar Energi i Moskogen. Det kraftvärmeverket är relativt likt Jämtkrafts fjärrvärmeverk och är relativt nybyggt.

Den totala nuanskaffningskostnaden för hela Jämtkrafts fjärrvärmeanläggningar är 4 017 miljoner SEK. Anläggningarna i Östersund står för 3 645 miljoner SEK av det totala NUAK. Kraftvärmeverket står för 1 423 miljoner SEK av Östersunds NUAK. Produktionsanläggningar står för 2 023 MSEK och distributionsanläggningar står för 1 995 MSEK.

Nyckelord: NUAK, kapitalbas, fjärrvärme, TPA

Abstract

During the past years there has been a debate about district heating. One of the issues has been the strong dependency between the customer and the producer of district heat. Regulations of the market have been investigated by Statens offentliga utredningar (SOU). This thesis has been written in cooperation with Jämtkraft who is an actor in the district heating business. Jämtkraft believes that it is likely that a regulation will be put in place in the near future. This thesis is supposed to prepare Jämtkraft for the possible impacts a regulation would have on their district heating business.

A regulation are likely to contain an income framework that are based on today-acquisition-cost (NUAK). NUAK is a measurement on how much something would cost if you would purchase it brand new today. The object of this thesis is to calculate the (NUAK) for Jämtkrafts district heating facilities.

The survey is divided into two major sections, distribution and production. This sectioning was made because it's likely that the regulation only will affect the distribution. At present Jämtkraft doesn't separate production and distribution in book-keeping or in other aspects.

Distribution has been valued by using calculated construction costs for the pipe network. Construction cost data comes from Svensk Fjärrvärmes *Kulvertkostnadskatalog* from 2007. It has been indexed to august 2011 with E84 an index from Statistiska centralbyrån (SCB). The construction costs are presented as costs per meter. Information of how much district heating pipes there is in Jämtkrafts systems comes from their holding register. Valves that are used for regulating the system and pumps that are used to pump the water in the system has also been valued.

Production facilities have been divided into three different categories which have different valuation methods. Boilers with an effect less than 5 MW have been valued by comparison with financial quotes from different manufacturers. Boilers with an effect greater than 5 MW have been valued by using data from Värmeforsk. The combined heat and powerplant (CHP) were valued by comparison with a CHP that was built in Kalmar 2010. The two CHPs have many similarities but an adjustment for difference in size was made.

NUAK for distribution is in total 1 995 MSEK. NUAK for production is 2 023 MSEK. The facilities in Östersund account for 3 645 MSEK of the total NUAK and the other district heating systems accounts for the rest. The CHP is the single facility that account for a large share of the total NUAK, in total 1 423 MSEK.

The factor that affects the result the most and are the least secure were the factor that were used for adjusting the CHP for size. Because of the large share of the total NUAK that the CHP accounts for the adjustment factor gets a large impact on the result. Large oil-fired boilers are probably undervalued due to the used valuation method.

Keywords: *NUAK, TPA, district heating, capital base*

Förord

Med den här uppsatsen avslutar jag mina studier till jägmästare. Under arbetets gång har jag suttit på Jämtkrafts huvudkontor. Det har varit en stor fördel för mig att ha kunniga människor nära till hands. Jag har lärt mig mycket om fjärrvärme, både på grund av uppsatsen men framförallt på grund av fikaraster med intressanta och trevliga människor. Jag vill rikta ett stort tack till de fika-kamrater jag lärt mig så mycket av. Ett extra stort tack riktar jag till Jonas Vestun som har varit min handledare på Jämtkraft. Jag har haft stor nytta av dina tips, kommentarer och uppmuntran. Tack också Ulf Lindqvist som gav mig möjligheten att skriva examensarbetet i samarbete med Jämtkraft. Jag vill även tacka Lars Lönnstedt som har varit min handledare på SLU.

Till sist vill jag tacka Sara Widell, utan dig hade detta inte varit möjligt!

Innehållsförteckning

Sammanfattning

Abstract

Förord

Innehållsförteckning.....	4
1 Inledning	6
Bakgrund	6
Uppdragsgivaren Jämtkrafts historia	6
Frågeställning	7
Syfte	7
Avgränsning	7
2 Litteratur.....	9
<i>Förmögenhetsbevarande princip för beräkning av kapitalkostnader.....</i>	<i>9</i>
<i>Kapacitetsbevarande princip för beräkning av kapitalkostnader.....</i>	<i>9</i>
NUAK.....	9
NUAK i elnätsbranchen	10
NUAK i naturgasöverföringsmarknaden	11
Fjärrvärmens utveckling	12
Teknik.....	13
Principen för fjärrvärme.....	13
Bas-, mellan- och spetslastpannor.....	13
3 Metod och material	15
Metod för problemlösning.....	15
Beräkning av NUAK för produktionsanläggningarna	15
Beräkning av NUAK för småpannor.....	16
Beräkning av NUAK för stora pannor	17
Beräkning kraftvärmeverk och ackumulator.....	17
Beräkning av NUAK för distributionsnätet.....	19
Verktyg för beräkningen.....	19
Kulvertkostnadskatalogen	19
Entreprenadindex.....	20
Xpower	21
Distributionsnätets beståndsdelar	21
Fjärrvärmeledningar	21
Inträngsersättning och återställningskostnad.....	22
Ventiler.....	22
Pumpstationer.....	22
4 Resultat	23
Jämtkrafts fjärrvärmenät	23
Östersundsnätet	23
Årenätet	23
Krokomnätet	24
Järpen, Mörsil, Hallen och Duveds fjärrvärmenät.....	24
Nälden, Föllinge och Kall	24
Resultat av NUAK-beräkningar	25
NUAK för distributionsanläggningar	25
NUAK för produktionsanläggningar	26
Pellets- och flispannor	26
Oljepannor	27

5 Diskussion	29
<i>Ledningsnätet</i>	29
Regleringen av fjärrvärmenätet	30
Alternativa värderingsmetoder	30
<i>Marknadsvärde</i>	30
<i>Anskaffningsvärde</i>	31
<i>Bokfört värde</i>	31
<i>Valet av NUAK</i>	31
<i>Moskogenprojektet</i>	31
<i>Reinvesteringsbehov</i>	32
6 Felkällor	33
Referenser	34
Bilagor	35

1 Inledning

Bakgrund

Fjärrvärmenät är liksom elnät och naturgasnät utpräglad infrastruktur och därmed naturliga monopol. På grund av konsumenternas svaga ställning gentemot nätägaren har intäkter blivit reglerade av Energimarknadsinspektionen (EI). Än så länge har fjärrvärmeverksamhet varit befriade från regleringar men flera statliga utredningar under senare år tyder på att marknaden kommer att regleras. Den senaste utredningen på området är TPA-utredningen (third party access) som publicerades våren 2011. (Statens offentliga utredningar, 2011)

Detta examensarbete ska belysa en del av vad en eventuell reglering med stor sannolikhet skulle kräva av Jämtkraft AB. Troligen krävs då att nuanskaffningskostnaden (NUAK) redovisas till EI. Fjärrvärmedistributionsanläggningar och fjärrvärmeproduktionsanläggningar kommer troligtvis att behöva redovisas separat. Regleringarna för elnät och naturgasnät bygger på att en intäktsram fastslås av EI på förhand och denna intäktsram bestäms bland annat utifrån NUAK för anläggningarna. Därför är det rimligt att anta att en reglering på fjärrvärmemarknaden även den skulle bygga på nuanskaffningskostnaden. (Statens offentliga utredningar, 2011)

De flesta delarna av ett fjärrvärmesystem har en relativt lång livslängd. Ofta är avskrivningstiderna 30-40 år men den tekniska livslängden kan dock vara ännu längre. Eftersom fjärrvärmen i Östersund började byggas 1974 är de äldsta delarna av fjärrvärmenätet 37 år och framöver kommer renoveringar att behöva göras. Hittills har inga större reinvesteringar gjorts i fjärrvärmenätet vilket innebär att reinvesteringarna kommer att behöva öka för att behålla nätets kapacitet. För panncentraler är läget delvis annorlunda eftersom prisutvecklingen för olika bränslen har inneburit att investeringar i nya panncentraler har gjorts för att ersätta gamla anläggningar. En metod för att beräkna hur mycket som behöver reinvesteras per år över tid är att dividera NUAK med den genomsnittliga tekniska livslängden.

Ytterligare en fördel med att beräkna kapitalbasen genom NUAK är att varje fjärrvärmenäts kapitalbas kommer att kunna redovisas för sig. Då Jämtkraft har haft problem med lönsamheten för de mindre fjärrvärmenäten kan bättre kännedom om kapitalbasen för respektive nät vara ett stöd vid prissättning av värme till kund. Prissättningen av värme blir mer transparent om det finns tydliga siffror att peka på för hur mycket kapital som är bundet i anläggningarna.

Uppdragsgivaren Jämtkrafts historia

Jämtkrafts historia går tillbaka till 1889 då dess föregångare Östersunds Elektriska Belysningsaktiebolag bildades. Då byggdes gatubelysning i Östersunds centrum och även några byggnader fick elektrisk belysning. Elen genererades med en ångmaskinsdriven generator och redan då var energiproduktionen förnyelsebar eftersom ångmaskinen var vedeldad. Vid den tiden var förnyelsebarheten dock något som man inte fäste någon speciell tanke vid. (Jämtkraft 2010)

Under början av 1900-talet byggdes flera lokala elnät upp i Jämtlands län och dessa kom att kopplas ihop till större enheter ju längre tiden gick. År 1924 fanns det ett 40-tal elföreningar i Jämtlands län där de flesta var mycket små och endast försörjde en by eller några gårdar. Dessa elföreningar slogs efterhand samman med det som senare skulle komma att bli

Jämtkraft. Under tiden mellan 1964 till 1974 fusionerades ett 30-tal företag och föreningar in i bolaget som därmed fick både ett större geografiskt område och större omsättning. År 1979 bytte Östersunds Elektriska AB namn till Jämtlandskraft AB. (Jämtkraft 2010)

År 1974 bildades Östersunds fjärrvärme AB med kommunen som huvudägare och Jämtlandskraft AB som minoritetsägare, 1989 fusionerades Östersunds fjärrvärme med Jämtlandskraft som samtidigt bytte namn till Jämtkraft AB. År 2003 byggdes kraftvärmeverket (KVV) i Östersund. KVV var en stor och betydelsefull investering för Jämtkraft eftersom det förbättrade lönsamheten för fjärrvärmens avsevärt. (Jämtkraft 2010)

Jämtkraft ägs idag till 98,2 % av Östersunds kommun, 1,0 % av Krokoms kommun och 0,8 % av Åre kommun. Jämtkraft har i uppdrag att vara en drivkraft för regionen samtidigt som företaget ska ge en skälig avkastning på investerat kapital. Ett exempel på anpassning till uppdraget att vara en drivkraft för regionen är att Jämtkraft har ett lägre elpris för de kunder som bor i kommunen. (Jämtkraft 2010)

Jämtkrafts affärsenheter är Elproduktion, Eldistribution, Elhandel, Portföljförvaltning, Värme och Telecom. 2010 var den totala omsättningen för företaget 3 090 Mkr, affärsområdet Värmes del av omsättningen var 536 Mkr. Värme gjorde en vinst på 59 Mkr 2010 (Jämtkrafts årsredovisning 2010). Totalt driver Jämtkraft 10 st fjärrvärmesät. (Jämtkraft 2010)

Frågeställning

Hur kan Jämtkraft möta de krav som EI troligen kommer att ställa vid en reglering av fjärrvärmemarknaden?

Vad är nuansaffningskostnaden (NUAK) för Jämtkrafts fjärrvärmeanläggningar? Svaret ska redovisas uppdelat på distribution respektive produktion och varje nät för sig. Alla delar ska sammanställas till ett totalt NUAK för hela Jämtkraft fjärrvärme.

Syfte

Syftet med arbetet är att beräkna kapitalbasen för produktions- respektive distributionsanläggningarna för Jämtkrafts fjärrvärmeanläggningar. Detta för att bemöta de krav som förväntas komma från Energimarknadsinspektionen på fjärrvärmeanleverantörer vid en eventuell framtida reglering av fjärrvärmemarknaden. Kapitalbasberäkningsmetoden väljs utifrån vad EI vid en eventuell reglering av fjärrvärmemarknaden troligtvis skulle kräva.

Avgränsning

Ingående anläggningsdelar i NUAK för distribution är fjärrvärmeledningar, ventiler och pumpstationer. Ingående anläggningsdelar i NUAK för produktion är; panncentraler, kraftvärmeverk, ackumulatortank, bränsleplaner och bränslehanteringsanläggningar vid kraftvärmeverket. Alla andra inventarier och anläggningar som används i fjärrvärmeverksamheten har exkluderats. Det finns således tillgångar som är kritiska för fjärrvärmeverksamheten som inte är inkluderade i NUAK, exempel på sådana tillgångar är: Mark, kontor och administrationsutrustning, verktyg och reservdelar. Företagsgemensamma system för till exempel fakturering och dokumentation är inte heller inräknade. Anledningen till att sådana tillgångar inte är inkluderade i beräkningen är att det skulle vara svårt att dela upp dem och värdera dem på ett bra sätt.

I Jämtkrafts fjärrvärmesät finns det utöver enkelledningar i stål dessutom twin-ledningar, där fram och returledning ligger i samma isoleringsrör. Det finns även enkelledningar i koppar,

twin-ledningar i koppar, asbestcementledningar (eternit), betongledningar och stålledningar i betongkulvert. Dessutom finns flera typer av isoleringar. Dessa olika typer har lite olika prestanda vad gäller värmeförluster och beständighet vilket inte har beaktats i beräkningen. En förenkling har gjorts för ledningstyperna, alla har antagits vara enkelledning i stål. De ledningar som i verkligheten inte är av denna typ av ledning har räknats som en enkelledning i stål med samma överföringskapacitet. Totalt har kostnadsuppgifter för 15 olika enkelrör i stål tagits fram, detta kan jämföras med det totala antalet ledningstyper som är ca 250 st. Alla ledningar har klassificerats efter innerdiameter på ledningen eftersom innerdiametern på röret bestämmer vilken värmeöverföringskapacitet ledningen har. De ledningar som inte är exakt samma dimension som de klasser som prisuppgifter har tagits fram för, har klassats in i den närmaste klassen. Klassificeringen gjordes för att kulvertkostnads katalogen skulle kunna användas. Kulvertkostnads katalogen hanterar endast enkelrör i stål. Att bygga med enkelrör i stål är en kostnadseffektivare metod än de metoder som användes när de äldre delarna av fjärrvärmenätet byggdes. Detta gör att NUAK för exakt de anläggningar som Jämtkraft har idag har blivit något underskattat. NUAK för att ersätta fjärrvärmenätet med samma överföringskapacitet blir dock korrekt.

Värdet av marken som ägs av Jämtkraft för fjärrvärmeändamål har inte beräknats. System för övervakning och drift är värderat genom att det ingår i prisuppgifter för panncentraler och KVV. Intrångsersättning räknas inte med i kapitalbasen för elnät vilket däremot har gjorts i undersökningen.

För stora oljepannor i Östersundsnätets produktion har beräkning av industrilokaler samt skorstenar inte inkluderats i studien. Inom ramen för examensarbetet var det inte möjligt att beräkna kostnaden för dessa anläggningsdelar.

Jämtkraft har en deponigasmotor som använder gas från en gammal soptipp som bränsle och som producerar el och levererar spillvärme till fjärrvärmenätet. Denna har inte räknats in i NUAK därför att det varit svårt att hitta prisuppgifter för en sådan anläggning. Dessutom är det primära syftet med deponigasmotorn att producera el, inte värme. En ytterligare anledning till att inte gasmotorn räknats med är att deponigasen håller på att sina. Inte heller den gaspanna som finns i samma anläggning som motorn har räknats med.

För att kunna bedriva fjärrvärmeverksamhet är Jämtkraft beroende av den infrastruktur som har byggts upp. Sådan infrastruktur kan vara tillfartsvägar till anläggningar, vatten, avlopp och elanslutningar med mera. I vissa fall har infrastrukturen bekostats av Jämtkraft, i andra fall av andra. I denna beräkning av NUAK har kostnaderna för sådan infrastruktur inte räknats med förutom för kraftvärmeverket, där projektet i Moskogen använts för beräkningen och därmed inkluderar den infrastruktur som byggdes upp i Moskogenprojektet.

2 Litteratur

När man beräknar kapitalkostnaderna för en verksamhet står valet mellan två olika utgångspunkter: kapacitetsbevarande eller förmögenhetsbevarande princip.

Förmögenhetsbevarande princip för beräkning av kapitalkostnader

En förmögenhetsbevarande princip innebär att nuvärdessumman av kapitalkostnaderna är lika med initialinvesteringen. Det innebär att företaget garanterat får täckning för sina investeringar via avgifterna till kunden.

På en fri marknad är ett företags intresse att tjäna pengar. Det skulle innebära att kundernas beroende av den nytta som företaget producerar skulle kunna leda till mycket höga priser för kunderna. För exempelvis distributörerna av el har EI bestämt att de inte får tjäna hur mycket som helst på distributionen, eftersom el anses vara en livsnödvändighet.

Om regleringen från tillsynsmyndigheten innebär att intäkterna för kapitalkostnaderna får vara lika med nuvärdessumman men inte högre, innebär det således att riskerna med att investera i infrastrukturen blir väldigt låga. Detta beror på att nätägaren genom sitt monopol kan kompensera för kapitalkostnaden genom att höja tarifferna. Detta gäller för rena monopolinfrastrukturer som exempelvis elnätet; för fjärrvärme- och naturgasnätet finns det dock substitut att använda som till exempel el och olja. (Energimarknadsinspektionen, 2008)

En negativ konsekvens av den förmögenhetsbevarande principen är att en avskriven men fullt fungerande anläggning inte har någon kapitalbas. Därmed genereras ingen intäktsram och möjligheten att generera pengar för företaget minskas. Detta leder i sin tur till incitament att utrangera anläggningen och investera i en ny trots att den gamla är fullt fungerande. Sådana incitament är naturligtvis inoptimala ur ett samhällsekonomiskt perspektiv eftersom det kan leda till överinvesteringar. Dock visar erfarenheter från svenska vatten- och avlopps-verksamheter att en förmögenhetsbevarande princip inte leder till överinvesteringar i praktiken. (Yard, 2009)

Kapacitetsbevarande princip för beräkning av kapitalkostnader

Denna princip garanterar inte nuvärdessumman av investeringen. Det värde som sätts på anläggningen är den summan som det skulle kosta att göra investeringen idag. Hänsyn tas till dagens prisläge och det som främst påverkar värdet är inflation och teknikutveckling. Ingen hänsyn tas till anläggningens ålder och en gammal anläggning får samma kapitalbas som en ny om prestandan är densamma. (Energimarknadsinspektionen, 2008)

En stor fördel med den kapacitetsbevarande principen är att företagen uppmanas till att använda en anläggning så länge som möjligt eftersom anläggningen ger en kapitalkostnad även efter skattemässig ekonomisk livslängd. (Energimarknadsinspektionen, 2008)

NUAK

NUAK är ett mått på hur mycket någonting skulle kosta att köpa nytt nu. Vid en NUAK-beräkning räknar man ut hur mycket en likvärdig ny anläggning, vara eller tjänst skulle kosta att köpa idag. (Energimarknadsinspektionen, 2008) NUAK är en kapacitetsbevarande princip.

Nuanskaffningskostnadsberäkningar används i Sverige framför allt av elnätsägare. Deras verksamhet är statligt reglerad genom att det finns begränsningar för hur stor procent av kapitalbasen som avgifterna för kunderna får vara. Inom elnätsbranschen finns

elbyggnadsrationaliseringskatalogen (EBR) som anger hur mycket de flesta komponenter i ett elnät kostar. Exempelvis finns det uppgifter för transformatorstationer, ledningar, elmättningsutrustning med mera. Katalogen används till att köra ett anläggningsregister mot.

Syftet med den statliga regleringen är att skydda konsumenten mot oskäligen höga priser på elöverföring eftersom det ses som en samhällsmässig nödvändighet att ha tillgång till el till ett rimligt pris. Eftersom elöverföring är ett naturligt monopol kan distributören höja priserna så mycket som vill utan att kunden har något alternativ. Fjärrvärme är inte ett lika utpräglat monopol eftersom kunden kan välja att använda andra uppvärmningsformer; att byta uppvärmningsform är dock förenat med stora kostnader varvid en inlåsnings effekt uppstår. Kunden har alternativ men det kommer att kosta pengar att byta till ett annat alternativ. (Energimarknadsinspektionen, 2011)

NUAK i elnätsbranchen

Eldistribution är i grunden en verksamhet som är lik fjärrvärmedistribution. Båda verksamheterna går ut på att transportera energi från produktionsanläggningar till konsumenter. De är en del av infrastrukturen som bedrivs som monopol eller åtminstone monopolliknande verksamheter. (Kommittédirektiv, 2002) Fjärrvärme är mer konkurrensutsatt än elnät på grund av att det trots allt finns alternativ för kunderna. Elnätsföretagen övervakas av Energimarknadsinspektionen, vars syfte är att stärka energikonsumenter gentemot energibolag samt övervaka energioverföringsbolagen och se till att leveranskvaliteten är tillfredsställande. (Statens offentliga utredningar, 2011)

För att skydda konsumenter mot oskäligt höga priser på elöverföring sätter EI intäktsramar för elnätsföretagen. Intäktsramen bestäms för en fyraårsperiod. Intäktsramen baseras på kapitalbasen vilken bestäms av företagets anläggningstillgångar. Tillgångarna värderas med NUAK som huvudmetod. I vissa fall kan anskaffningsvärde justerat för kostnadsförändringar användas. I specialfall kan även bokfört värde och skälig värdering användas. (Energimarknadsinspektionen, 2010)

För elnätsbyggande har branschen sedan 60-talet tagit fram elbyggnadsrationaliseringskatalogen (EBR). Idag är Svensk Energi ansvarig för uppdatering av EBR. I EBR finns kostnader för byggnation av elnät redovisade. Katalogen bygger på omfattande tidsstudier där montörer har observerats. EBR har under årens lopp byggts upp och blivit mycket omfattande och de allra flesta typer av arbeten finns med i katalogen. EBR är uppbyggd i flera nivåer där den grövsta nivån är lämplig för att ta fram budgeteringskostnader och översiktliga värderingar. Det finns därutöver flera nivåer med allt högre upplösning ned till en mycket detaljerad nivå. (Svensk energi, 2011)

Eftersom intäktsramen bestämmer hur höga avgifter elnätsföretagen får ta ut, finns det incitament att föra in så mycket som möjligt av sina tillgångar i kapitalbasen. Det är dock strikt reglerat vad som får finnas i kapitalbasen. Grundkravet är att anläggningarna ska vara nödvändiga för verksamheten. Det finns tre kategorier av anläggningstillgångar:

- Anläggningar för överföring och mätning av el
- System för drift och övervakning
- System för beräkning och rapportering

Markkostnader ingår inte i kapitalbasen utan räknas istället som en löpande kostnad. Reservkraftsaggregat ingår i kapitalbasen även om de inte används under perioden. Likaså

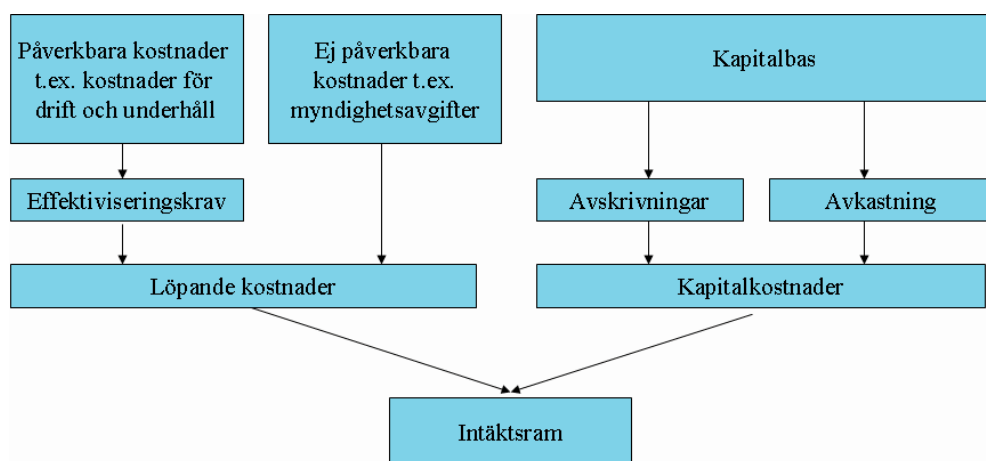
ingår reservmaterial som behövs för att säkerställa snabba reparationer av ledningar vid störningar. Däremot ingår inte material som med säkerhet kommer att användas eftersom det klassas som förbrukningsmaterial och därför räknas som en löpande kostnad. (Energimarknadsinspektionen, 2010)

Vid beräkning av NUAK måste företagen ta hänsyn till investeringar. Investeringarna kan delas upp i två undergrupper, nyinvesteringar och reinvesteringar. Nyinvesteringar innebär en utvidgning av befintligt elnät, exempelvis vid nyexploatering av nya hus behövs mer ledning, fler transformatorer med mera. Det innebär att kapitalbasen utökas. En reinvestering innebär att befintliga anläggningar byts ut mot nya, vilket görs för att behålla ledningsnätets skick. Reinvesteringar förändrar inte kapitalbasen. Underhåll kan urskiljas från reinvestering på grund av att underhåll innebär åtgärder som behöver göras flera gånger under en anläggnings livstid. Ett exempel på underhåll kan vara oljebyte i transformatorer. (Energimarknadsinspektionen, 2010)

NUAK i naturgasöverföringsmarknaden

Naturgasnätet är liksom fjärrvärme ett system som överför energi genom ett rörledningssystem från producenten/importören till konsumenten. Konsumenten befinner sig i en beroendeställning gentemot distributören eftersom det inte finns några alternativa energikällor eller leverantörer att välja mellan för konsumenten, åtminstone inte på kort sikt. På grund av detta beroende från konsumentens sida har EI reglerat naturgasöverföringsföretagens möjlighet till intäkter. Regleringen är uppbyggd enligt Figur 1. Intäktsramen sätts på förhand för en period om fyra år. Under tillsynsperioden får inte företagets intäkter överstiga intäktsramen. Regleringen avser endast överföringsavgifterna, alltså inte avgifterna för själva gasen. (Energimarknadsinspektionen, 2008)

Kapitalbasen utgörs av nuanskaffningskostnaden för naturgasnätet. Metoden som används för naturgasöverföringsmarknaden baseras på att anskaffningsvärdena för anläggningarna justeras med ett index som EI arbetar fram. De indexerade kostnaderna stäms av mot verkliga nutida projekt för att tillse att indexet stämmer med verkligheten. (Energimarknadsinspektionen, 2008)



Figur 1. Uppbyggnad av naturgasmarknadens intäktsram (Energimarknadsinspektionen, 2008).

På grund av den relativt unga åldern på naturgasnätet finns det bra underlag för kostnaderna vid byggnationen av nätet. På grund av detta ansåg EI det mindre arbetsintensivt att använda anskaffningsvärden och index, än att upprätta en kostnadskatalog. Dessutom är

investeringstakten på naturgasnätet låg och antalet referensobjekt riskerar att bli för litet. (Energimarknadsinspektionen, 2008)

Fjärrvärmens utveckling

Det första fjärrvärmesystemet som togs i drift i Sverige var på Sabbatsbergs sjukhus. Sjukhuset byggdes under 1878 och värmdes via ett fjärrvärmenät och en central värmeanläggning. (Svensk Fjärrvärme, 2009)

Under 1900-talets första decennier hade Sverige ett överskott på vattenkraft och därför fanns inget större intresse för att bygga ut en annan kraftkälla som konkurrerade med elektriciteten. Det var bland annat svårt att säkra finansieringen av fjärrvärmeprojekt. (Svensk Fjärrvärme, 2009)

Efter andra världskriget förändrades läget i Sverige. Urbaniseringen tog fart och städerna växte, den framväxande industrin krävde allt mer elenergi och en framtida brist på el hotade. Den snabbt ökande efterfrågan på både värme och el bidrog till att intresset för fjärrvärme ökade. Fjärrvärmen sågs som en möjlig lösning på problemet och under 50-talet började fjärrvärmenät byggas ut i allt fler städer. Den första tiden var det främst som en samhällsservice som erbjöds av kommunen för att fastighetsägare skulle slippa att sköta egna pannor. Ofta var fjärrvärmen en kommunal angelägenhet eftersom kommunen ägde fjärrvärmeanläggningen samtidigt som kommunen var den enda eller i vart fall överlägset största kunden genom kommunala bostadsbolag och stora offentliga lokaler som skolor, idrottshallar och kontorslokaler. (Svensk Fjärrvärme, 2009)

Fjärrvärmeanläggningarna som byggdes var koleldade och ofta var de kraftvärmeverk, det vill säga de producerade både el och fjärrvärme. Under 50-talet konkurrerade oljan ut kolet i fjärrvärmesystemen och under 60-talet och början av 70-talet var oljan det helt dominerande bränslet. Fjärrvärmen var då även ett sätt att få bort många små oljepannor i fastigheter inne i städerna och utsläppen kunde samlas till en och samma skorsten. 1973 kom den första oljekrisen med kraftigt höjda oljepriser som följd. Det fick fjärrvärmebolagen att försöka byta bränsle. En del bolag gick tillbaka till kol, men torv och även biobränsle började användas. Torv och biobränsle hade fördelen att de var inhemska vilket minskade Sveriges beroende av import. Under 70-talet stod miljonprogramsbostäderna klara och redo att ta emot fjärrvärme varvid energileveranserna ökade kraftigt. Mellan 1975 och 1985 fördubblades energileveranserna till 35 TWh per år. Därefter sjönk leveranserna något på grund av mycket låga elpriser som var en följd av att flera stora kärnkraftverk togs i bruk. Det låga elpriset fick konsumenter att konvertera till eluppvärmning. Det låga elpriset gjorde också att fjärrvärmeverk gick från att producera el till att konsumera el. Värmen producerades med hjälp av värmepumpar som var den stora tekniska nyheten under perioden. (Svensk Fjärrvärme, 2009)

Under 90-talet kom växthuseffekten i fokus och fjärrvärmen sågs som en möjlighet till minskade utsläpp av växthusgaser. Ökande elpriser gjorde att värmepumparna utrangerades. Koldioxid- och svavelskatter på fossila bränslen gjorde dessa allt mer olönsamma. Förändringarna innebar att el, kol och olja ersattes med biobränslen och torv. Under senare delen av 90-talet och början av 2000-talet blev det allt mer intressant för fjärrvärmeföretagen att producera el i kraftvärmeverk. Dels på grund av ökande elpriser och dels på grund av införandet av elcertifikat. Syftet med elcertifikaten var att ge producenter av el från förnyelsebara bränslen en extra ersättning gentemot elproducenter som använder fossil energi. (Svensk Fjärrvärme, 2009)

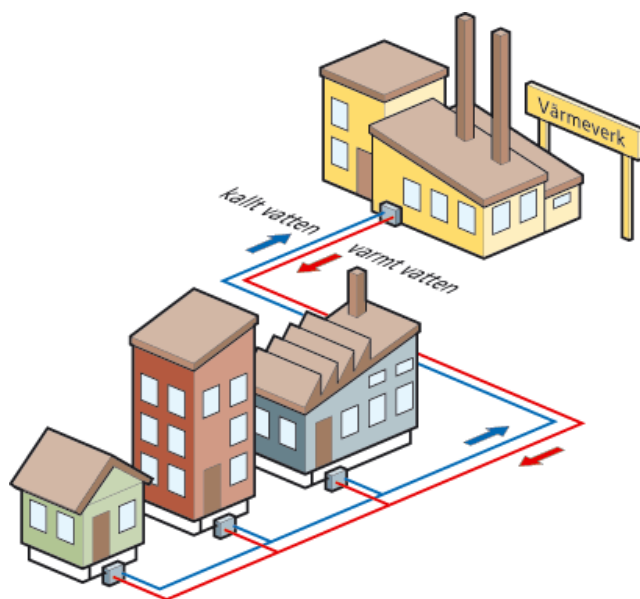
Fjärrvärmeutbyggnad är lönsammare ju mer geografiskt koncentrerad värmeförbrukningen är på grund av att det behövs färre meter fjärrvärmeledning om det är hög koncentration, för samma mängd levererad energi. Distributionsnätet började därför byggas ut i innerstadsområden där det fanns många större kommunala och kommersiella fastigheter. Därefter byggdes det ut i flerbostadshusområden, bland annat anslöts en stor del av miljonprogrambostäderna till fjärrvärmenäten. När områdena med hög värmetetthet var utbyggda började fjärrvärmenätet byggas ut till villaområden, som har lägre värmetetthet.

Idag är fjärrvärmen väl utbyggd i hela Östersund och inga nya befintliga större områden kommer att anslutas till fjärrvärmen. På grund av energibesparingar som sker i byggnader kommer värmeleveranserna att sjunka för Jämtkraft de närmaste åren. Företaget försöker dock kontinuerligt att hitta nya kunder och värmeförbrukare. (Lindqvist, 2011)

Teknik

Principen för fjärrvärme

Fjärrvärme är ett system för uppvärmning av byggnader som innebär att vatten hettas upp i en central anläggning och sedan pumpas i rörledningar till kundens hus där en värmeväxlare gör att husets interna värmesystem blir varmt och fjärrvärmevattnet blir avkyllt. Värmeväxlaren värmer även tappvarmvatten. Det avkylda vattnet pumpas sedan tillbaka till den centrala pannan och värms upp på nytt. Principen illustreras i Figur 2. Den huvudsakliga fördelen med fjärrvärmen är skalekonomi. Eftersom fjärrvärme ersätter många små uppvärmningsanläggningar med en stor kan bränslen av lägre kvalitet användas samt att en högre grad av automatik kan användas. (Svensk fjärrvärme, 2009)



Figur 2. Princip för fjärrvärme (affärsverken, 2011).

Bas-, mellan- och spetslastpannor

I större fjärrvärmesystem finns det oftast tre kategorier av värmeproduktionsanläggningar (pannor). Först finns baslastsanläggningar. Det är anläggningar som har låga rörliga kostnader och oftast höga fasta kostnader. Detta innebär att man vill använda dem så många timmar som möjligt över året. Avfallseldning är en typ av baslast med ibland till och med negativa rörliga kostnader på grund av att det är möjligt att få betalt för att ta hand om avfallet. Avfallseldade anläggningar är dyra att uppföra, främst på grund av höga krav på rökgasrening, därför har de

höga fasta kostnader. Kraftvärmeverk är också utpräglade baslastsanläggningar. Bränslet är avfall eller biobränslen. I kraftvärmeverk produceras el samtidigt som fjärrvärme. Kraftvärmeverk är dyra att uppföra och är lönsamma i större fjärrvärmenät där det finns avsättning för mycket värme. Jämtkraft har ett kraftvärmeverk som står för ca 85 % av energiproduktionen i fjärrvärmenätet. Ett ytterligare exempel på utpräglad baslast är spillvärme från industri. Denna är i princip gratis att producera eftersom den per definition är en restprodukt.

I mindre nät utgörs basanläggningen oftast av en fastbränslepanna av något slag. Flis i en del fall och pellets i andra. Flisanläggningar har lägre rörliga kostnader än pelletsanläggningar men kräver mer skötsel och underhåll.

Mellanlastanläggningar står för en betydligt mindre del av energiproduktionen. De består i större nät oftast av en eller flera biobränslepannor som eldas med biprodukter från sågverk eller med skogsråvara. Mellanlastanläggningarna står ofta för värmeproduktionen i systemen under de varmare sommarmånaderna när behovet av värme är litet och baslastanläggningen är avstängd. Mellanlastsanläggningar saknas ofta i mindre fjärrvärmesystem

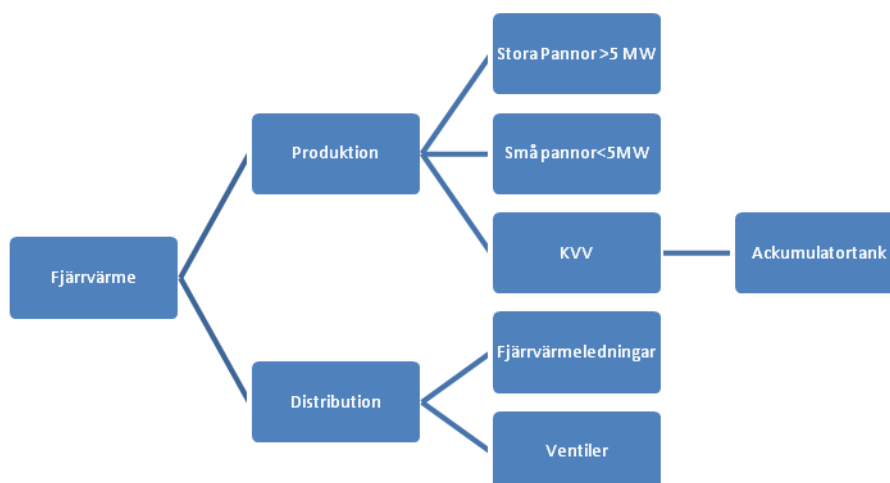
Spetslastanläggningar används under de kallaste perioderna när energibehovet är som störst. De är oftast oljeeldade. Stora anläggningar eldas ofta med eldningsolja 5 (EO5) som är en mycket tjock olja som är mer komplicerad att elda än vanlig villaolja (EO1). Mindre anläggningar eldas oftast med EO1. Det finns i de mindre näten även en del elpannor som används som spetslastpannor. Spetslasten är dyr att använda på grund av att bränslet är dyrt. En fördel med olja är att det är ett mycket smidigt bränsle att hantera. Oljepannor har kort uppstartstid och är tekniskt enkla anläggningar, vilket gör olja till ett bra bränsle för spetslastanläggningar. Dessutom finns det i alla Jämtkrafts fjärrvärmenät tillgång till gamla fungerande oljepannor som tidigare har varit baslastsanläggningar. I de fall pannorna dessutom är avskrivna innebär det mycket låga fasta kostnader, vilket är eftersträvaransvärt för spetslasten. Spetslastsanläggningar används även som reservanläggningar. De har oftast en tillräckligt hög effekt för att kunna ersätta baslast- och mellanlastsanläggningar om något skulle gå sönder. Spetslastpannor står ofta för värmeproduktionen under sommarmånader när värmelasten är liten. Under senare år har oljeeldade spetslastpannor i vissa fall ersatts med pelletseldade anläggningar för att få ned kostnaderna för bränslet. Desto dyrare eldningsolja blir desto lönsammare blir en konvertering till pellets som spetslast. Pellets är liksom olja ett bränsle som är enkelt att hantera, har kort uppstartstid och är enkelt att automatisera. Utveckling med att ersätta oljepannor med pelletspannor kommer antagligen att fortsätta framöver.

3 Metod och material

Vid beräkningen av NUAK för Jämtkrafts fjärrvärmeanläggningar har målsättningen varit att efterlikna elnätsbranschens metodik. För fjärrvärmeledningar har kulvertkostnadskatalogen använts vilken är relativt lik EBR i uppbyggnaden.

Metod för problemlösning

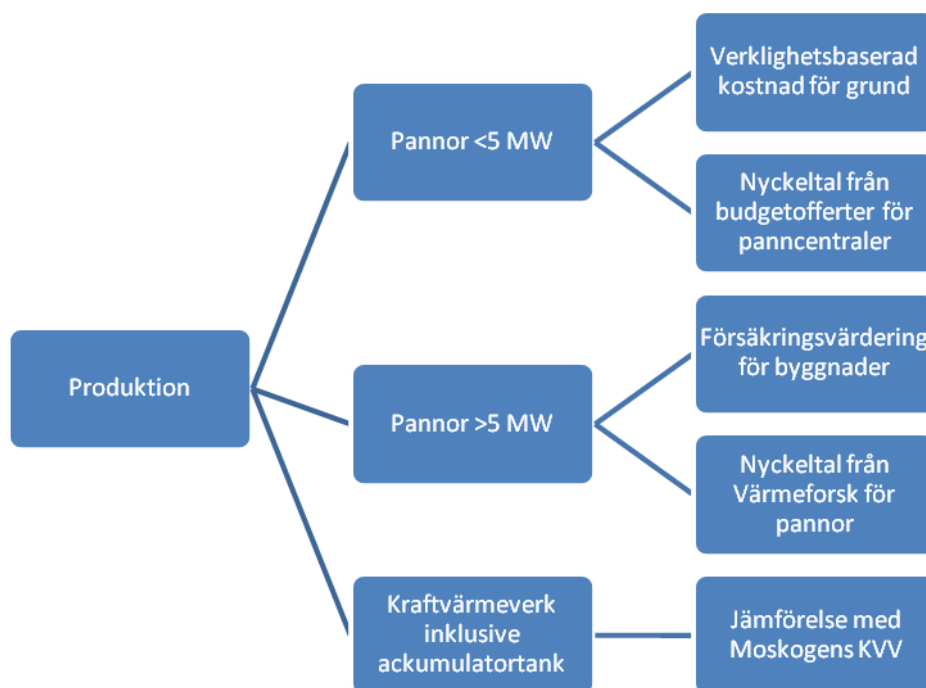
I Figur 3 finns en illustration av metoden för problemlösning. För att räkna fram NUAK för Jämtkrafts fjärrvärmedistributionsanläggningar används en kostnadskatalog och ett anläggningsregister. Med hjälp dessa beräknas NUAK för varje enskild tillgång. Produktionsanläggningarna jämförs med liknande anläggningar som byggts i landet under senare år. Små pannor (under 5 MW) har värderats genom att räkna fram nyckeltal i kr/kW från budgetofferter från panntillverkare. Stora pannor värderas utifrån nyckeltal från en rapport av Värmeforsk (Värmeforsk, Under publicering). Kraftvärmeverket jämförs med Kalmar energis kraftvärmeverk i Moskogen. Alla delsummeras sedan ihop till ett totalt NUAK för distribution och produktion, slutligen adderas NUAK för distribution och produktion till en NUAK för alla Jämtkrafts fjärrvärmeanläggningar. Resultaten kontrolleras och rimligheten bedöms av personal på Jämtkraft.



Figur 3. Uppdelning av fjärrvärmeanläggningar i kategorier med skilda värderingsmetoder.

Beräkning av NUAK för produktionsanläggningarna

Beräkningsmetodik för produktionsanläggningar illustreras i Figur 4. Pannor delas upp i tre kategorier; pannor med en effekt mindre än 5 MW, pannor med en effekt större än 5 MW och kraftvärmeverket inklusive ackumulatortank. Utförligare beskrivning av beräkningsmetodik följer.



Figur 4. Beräkningsmetoder för produktion.

Beräkning av NUAk för småpannor

De pannor som har en effekt mindre än 5 MW termisk effekt är i huvudsak del av de mindre fjärrvärmenäten. I alla nät står en fastbränslepanna för baslasten där de största pannorna i kategorin är flispannor och de med lägre effekt är pelletspannor. För reserv och spetslast används oljeeldade (EO1) pannor. Dessa pannor har ofta varit baslastpannor när fjärrvärmenätet byggdes ut och oljan var billig, de har därför en effekt som motsvarar fastbränslepannan. Utöver fastbränsle och oljepannor finns också ett mindre antal elpannor och värmepumpar som tjänar som reservkraft. Dessa införskaffades främst under 80-talet då Sverige hade elöverskott men idag när elen är dyrare än andra bränslen används de som reservkraft. (Svensk fjärrvärme, 2009)

NUAK för pannorna har räknats ut med hjälp av priser per installerad kW för den aktuella panntypen. Prisuppgifterna för småpannor kommer från Arterm, Swebo energy och OsbyParca. Dessa företag producerar pannor som är likvärdiga med de pannor som finns i Jämtkrafts anläggningar idag.

Från Arterm har budgetofferter använts och en kostnad per installerad kW räknats fram. Totalt har 6 stycken budgetofferter använts, de var alla från 2011-11-01.

Från Swebo Bioenergy har budgetofferter använts på samma sätt dock fanns endast 3 stycken offerter tillgängliga. Arterm och Swebo offerterna avser prefabricerade lösningar för pellets. Enligt uppgifter från företagen är kostnaderna för flislösningar endast marginellt högre än för pelletslösningar, därför har ingen skillnad gjorts mellan pelletspannor och flispannor. Fördelen med att räkna på prefabcentraler är att i sådana lösningar finns alla delar för att centralen ska fungera med. Dock så krävs det att vatten, avlopp, el och bredband är framdraget, samt att tillfartsvägar och grund är färdig. Jämtkraft har under hösten 2011 planerat för en flytt av en pelletspanna med en effekt av 2 MW till Åre. Vid den nya platsen för pelletspannan har grund gjutits, fjärrvärmeanslutning, och el dragits fram. Kostnaderna för projektet har antagits vara representativa för motsvarande arbeten för alla pannor med en effekt mindre än 5 MW.

Budgetofferterna som använts avser inte de exakta effekterna som finns i Jämtkrafts nät, dock är skillnaderna små och i de fall den exakta effekten inte finns i budgetofferterna har kostnaden per installerad kW för den mest likvärdiga pannan använts, i de fall den verkliga effekten legat effekten i budgetofferterna har alltid kostnaden för den lägre effekten använts. Normalt sett sjunker kostnaden per installerad kW med ökande effekt. Eftersom beräkningen baserar sig på prefabcentraler är det troligt att det skulle tillkomma någon kostnad utöver vad som ingår i prefabcentralen, därför har det lägre alternativet använts. För elpannor har endast en budgetoffert använts, priset avser en elpanna som byggs på en befintlig fastbränsle- eller oljepanna. För värmepumpen har ett pris som är tre gånger större än priset för elpannor antagits.

Kostnaden har räknats ut som ett medelvärde av budgetofferterna för varje enskild effektnivå. Kostnaden per installerad kW har därefter multiplicerats med installerad effekt varvid NUAK för pannan har fåtts fram. För rökgaskondenseringsanläggningar har uppgifter från Värmeforsk använts. De beräknar kostnader för rökgaskondensering vara 500-700 kr per kW panneffekt, därför har 600 kr per kW panneffekt använts. Rökgaskondensering används endast med pannor som eldas med fuktiga bränslen som oförädlade biobränslen. (Värmeforsk, Under publicering) Detta gäller även för rökgaskondenseringen för de stora biobränslepannorna förutom KVV.

Beräkning av NUAK för stora pannor

För beräkning av NUAK för pannor med en termisk effekt av mer än 5 MW har nyckeltal från Värmeforsk använts. De anger en undre gräns för specifik kostnad per kW för pannor med en effekt mellan 3 och 10 MW till 4650 kr per kW och en övre gräns till 5800 kr per kW. Medelvärdet av dessa har använts alltså 5225 kr per kW. Uppgifterna i värmeforskrapporten har extrapolerats till 25 MW. (Värmeforsk, Under publicering)

För rökgaskondensering har samma uppgifter som för småpannor använts, dvs. 600 kr per installerad kW panneffekt.

EO5 pannorna värderas utifrån en uppskattning av Mikael Dunder på Compab Eldab 2011-11-11. Enligt honom skulle en 25 MW EO5 ångpanna kosta 8 miljoner kronor exklusive skorsten och byggnad. (Dunder, 2011)

Beräkning kraftvärmeverk och ackumulator

Kraftvärmeverket har värderats genom att jämföra med Kalmar energis kraftvärmeverk i Moskogen. Det kraftvärmeverket togs i drift vid årsskiftet 2009-2010. Jämförelseobjektet valdes efter en genomgång av samtliga kraftvärmeverk som byggt i Sverige under de senaste 5 åren. Kraftvärmeverket i Moskogen var det som mest liknade Jämtkrafts kraftvärmeverk till storlek och struktur, därför valdes det. Det fanns heller inte någon sammankoppling med processindustri som påverkar kostnaderna, vilket andra tänkbara alternativ hade. Dessutom var det byggt sist av de rimliga alternativen. På den aktuella platsen fanns tidigare ingen fjärrvärmeanläggning alls vilket innebar att allt som behövs för att driva ett kraftvärmeverk byggdes upp.

I Moskogenprojektet ingick följande delar:

- **Bränslehanteringssystem**

Bestående av vågstation, bränsleplan 30 000m², tippficka 400 m³, bränsleberedning med magnetavskiljare, såll och rejektkross, silo för mellanlagring 5 000 m³.

- **Ångpanna**

Har en bubblande fluidiserad bädd där bränslet förbränns, 32 m hög med en effekt på 90 MWt med ångdata på 143 bar samt 540° C, matarvattentemperatur 210° C och ångflöde på 35,7 kg/s.

- **Rökgasrening**

SNCR-metoden får ammoniak att reagera med kväveoxid och bilda kvävgas. Elfilter, rökgaskondensor, 26 MW, med luftuppfuktning. Rökgasflöde 57 Nm³/s vid luftuppfuktning som går ut via en 65 m hög skorsten.

- **Kondensatbehandling**

Rökgaskondensat renas genom ammoniakstripper, mikro-, ultra- och kolfilter följt av jonbytare. Utjämningsdamm på 5 000 m³ före utsläpp i Tomtebybäcken.

- **Ångturbin**

31 MW el, med dubbla fjärrvärmekondensorer samt dumpkondensor.

- **Ställverk**

72,5 kV, elproduktion 130 GWh/år.

- **Akkumulator**

Atmosfärisk på 21 600 m³ och 56 m hög.

- **Fjärrvärmekulvert**

Till Kalmar med diametern 0,6 m och en längd av 12 km.

(Kalmar energi, 2011)

Anläggningen i Moskogen är i stort samma anläggning som Jämtkrafts kraftvärmeverk. Det som skiljer sig är att det i Östersund inte finns någon lång överföringsledning från kraftvärmeverket till fjärrvärmenätet.

Ytterligare en skillnad mellan de båda kraftvärmeverken är Förhållandet mellan termisk effekt, eleffekt samt rökgaskondenseringsseffekt. den lägre eleffekten i förhållande till värmeeffekten innebär att panna och turbin blir enklare på Moskogen anläggning och därmed blir konstruktionen billigare (Selander, 2011). Någon kompensation för denna skillnad har inte gjorts.

Eftersom Jämtkraftsanläggning har en högre effekt och har hela kostnaden skalats upp linjärt med faktorn 1,45. Uppräkningsfaktorn är beräknad utifrån eleffekten på anläggningarna Lugnviksverket har en eleffekt på 45 MW, $45/31=1,4516129$ avrundat 1,45. I branschen används denna metod för att jämföra kostnader mellan olika projekt (Selander, 2011).

I projektets budget på 1 200 miljoner kronor ingick en överföringsledning till Kalmar stad på 12 km som var 600 mm grov, någon motsvarighet till den finns inte i Jämtkrafts system därför exkluderades kostnaden för ledningen. Kostnaden för överföringsledningen räknades ut med samma tillvägagångssätt som för ledningar i fjärrvärmenätet. Priserna för parkmark användes.

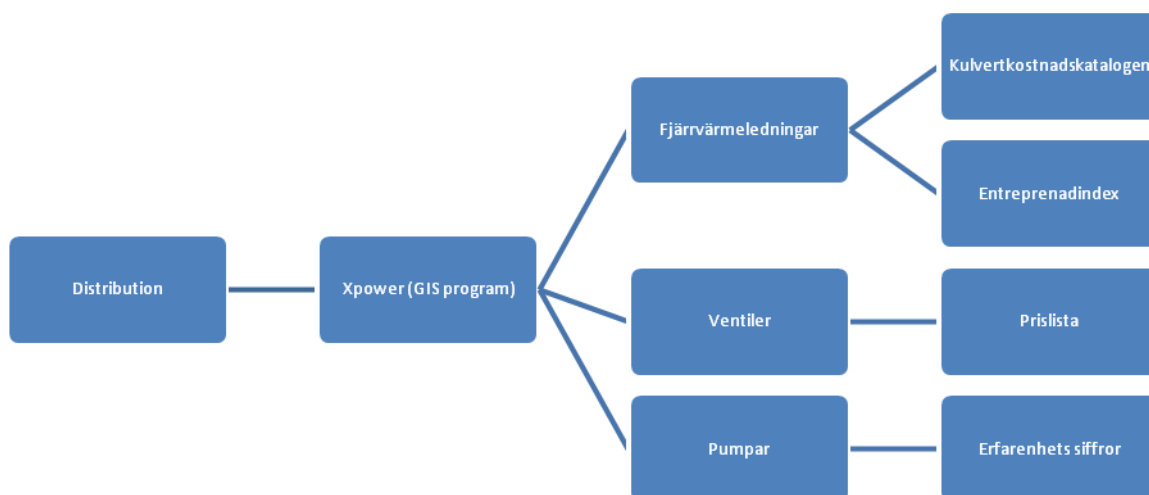
Kraftvärmeverket står för en stor del av det totala NUAK för Jämtkraft. Vid beräkningen har ackumulatortanken "Arctura" räknats som en del av kraftvärmeverket eftersom den byggdes

främst för att optimera produktionen. Detta beslut kan diskuteras eftersom ackumulatören även är gynnsam för distributionen.

Beräkning av NUAK för distributionsnätet

Verktyg för beräkningen

När NUAK för distribution beräknas har ett antal verktyg använts. Strukturen för vilka verktyg som har använts och för vad framgår av Figur 5. Utförligare beskrivning av verktygen följer nedan.



Figur 5. Beräkningsverktyg för distributionsanläggningar.

Kulvertkostnadskatalogen

Kulvertkostnadskatalogen togs fram av Svensk Fjärrvärme för att vara en hjälp till medlemsföretagen vid planering, beräkningar och benchmarking för företagens fjärrvärmeledningsbyggkostnader. Kulvertkostnadskatalogen kan jämföras med EBR, dock så är EBR betydligt mer genomarbetad och använd. Ursprungsmaterialet till kulvertkostnadskatalogen samlades in från medlemsföretagen under år 1996 och kommer från 282 olika projekt. Ur dessa räknades kostnaderna för de olika kulvertdimensionerna fram. 2007 publicerades en ny kulvertkostnadskatalog där 1997 års kulvertkostnadskatalog är indexuppräknad med entreprenadindex (E84). För alla ledningar har kostnaderna kategoriserats till kategorierna: projektering och kontroll, markarbeten, rörarbeten, rörmaterial och rörskarvning. För dessa kategorier har olika index ur E84 använts enligt Tabell 1.

Tabell 1. Entreprenadindex E84 för kostnadskategorier

Grupp	Index E84/kod	Maj -06	Augusti -11
Proj o Kontroll	4011	301	357
Markarbete	311	267,5	321
Rörarbete	30 % 131	339,1	410
	70 % 3021-23	182	208
Rörmaterial	1175	391	623
Rörskarvning	1175	391	623

I Kulvertkostnadskatalogen är priserna endast presenterade i diagram och även efter betydande ansträngningar har det inte gått att få fram data i tabellform. För att få ut faktiska siffror att räkna med mättes diagrammen med linjal, exaktheten i dessa mätningar bedöms till +/- 0,5 mm vilket i de flesta fall motsvarar en osäkerhet på +/-88,50 kr per meter kulvert. I

kulvertkostnadskatalogen är siffrorna inte mer exakta än att det går att göra en approximation från diagrammen som är lika bra som utgångsmaterialet (Nordenswan, 2011). Kostnaderna i kulvertkostnadskatalogen är för enkelledning i stål, vilket innebär att en framledning och en returledning som ligger i samma schakt. I jämtkrafts fjärrvärmenät finns det ett antal ytterligare ledningstyper men de har räknats som enkelledningar av stål för att det inte är praktiskt möjligt att räkna fram priser på alla befintliga ledningstyper.

Kulvertkostnadskatalogen har endast uppgifter för enkelledning i stål, därför krävdes en klassificering av ledningarna. Ledningsdimensionerna som finns i näten har klassats in i 15 klasser efter innerdiameter på ledningen. För varje klass har en kostnad per meter tagits fram ur kulvertkostnadskatalogen för kategorierna ytterområde, innerstad och parkmark.

För Årenätet har en prisjustering på alla priser gjorts på grund av att det är en besvärligare terräng att lägga fjärrvärmeledningar i. Justeringen har satts till 7,5 % för alla ledningstyper. Uppgiften kommer från en utredning som Jämtkraft gjorde 2008 om en ny panncentral i Åre. I den utredningen hävdar LR Energikonsult att det är 5-10 % dyrare att lägga fjärrvärmeledningar i Åre än i Östersund. Priserna som har använts i beräkningen för Årenätet är priserna i Tabell 2 multiplicerade med 1,075.

De priser som användes presenteras i Tabell 2. I tabellen är priserna från kulvertkostnadskatalogen uppräknade med entreprenadindex.

Tabell 2. Fjärrvärmeledningsbyggpriser per klass och kategori (Svensk Fjärrvärme, 2007)

Klass	Dimension mm	Pris SEK per meter ledning innerstad	Pris SEK per meter ledning ytterområde	Pris SEK per meter ledning parkmark
1	25	4103	3367	2252
2	32	4696	3681	2537
3	40	5196	4149	2825
4	50	5788	4776	3114
5	65	6414	5243	3597
6	80	6884	5633	3819
7	100	7385	6312	4238
8	125	8563	7016	4771
9	150	9470	7875	5433
10	200	10593	8580	6119
11	250	11998	10142	7224
12	300	13715	11498	8442
13	400	16497	14131	10808
14	500	19121	16578	12799
15	600	21870	18741	14569

Entreprenadindex

Entreprenadindex är en indexsamling som publiceras i tidningen Byggindex. Bakom tidningen står Statistiska centralbyrån (SCB) och Sveriges byggindustrier. Syftet med indexet är att förse byggbranschen, opinionsbildare och beslutsfattare med aktuell statistik för att ge bättre beslutsunderlag och ge möjlighet att reducera risk för alla parter vid kontraktstecknande. Entreprenadindex E84 har år 1984 som basår och har då ett indexvärde på 100 för alla index. (SCB Statistiska centralbyrån, Sveriges Byggindustrier, 8 2011) De index som har använts i

undersökningen är samma som Svensk fjärrvärme använde när de räknade upp Kulvertkostnads katalogen.

Xpower

Data har hämtats från programmet Tekla Xpower som Jämtkraft använder för att dokumentera, planera, utvärdera och analysera fjärrvärmenäten och elnätet. I programmet finns alla ledningselement dokumenterade med koordinater, ledningstyp, diameter, längd, ålder, tillverkare mm. Programmet har möjlighet att hantera geografisk information och med hjälp av den togs data ut för alla enskilda nät. Datan exporterades till Excel. I Östersund har data för grönområden och marktäckning fåtts från det kommunala lantmäteriet. Med hjälp av den har datan för Östersundsnätet delats upp i parkmarkområde och ytterområde. Dessutom har en klass för cityområden använts. Vid gränsdragning för cityområdet har det område som Jämtkraft elnät har benämnt cityområde i sina beräkningar för elnätet.

Indelningen ytterområde, innerstad och parkmark för Östersund har följt dels Jämtkraft elnäts definition av cityområde förutom de områden som vid ombyggnationer av elnätet har definierats som city och som inte ligger i stadskärnan. och dels Östersund kommuns lantmäteris definition av parkytor och grönområden. Valet av innerstadsområdena motiveras med att det är rimligt att använda samma definition som elnätsavdelningen använder. Elnäts definition bygger på områden som har en bebyggelse som gör det dyrare än andra områden att bygga i, ungefär samma faktorer påverkar elnätsbyggnation som fjärrvärme byggnation. Det som skiljer är att fjärrvärme påverkas mer av höjdskillnader än vad elnät gör. Andra faktorer som gör det dyrare att lägga fjärrvärmeledningar i citymiljö är trafikomläggningar, mycket främmande ledningar i gatan, höga återställningskostnader etc. Grönområdesdefinitionen användes för att det var den metod som det fanns data för.

Distributionsnätets beståndsdelar

Fjärrvärmeledningar

För fjärrvärmeledningar (kulvert) har data om ledningstyp och längd hämtats från företagets GIS program (Xpower) där information om alla ledningar finns. De har sorterats efter vilket nät de tillhör (totalt har jämtkraft 8 stycken fjärrvärmenät).

Östersundsnätet har delats in i kategorierna innerstad, ytterområde och parkmark. Denna indelning har gjorts för att anläggningskostnaderna skiljer sig mellan dessa områden. För de övriga näten har inte data över parkområden funnits tillgänglig varför en uppdelning inte har gjorts i de fallen. Eftersom det förutom Östersund inte är några större städer utan mindre orter har en sådan indelning mindre betydelse i de fallen. För alla nät förutom Östersundsnätet har priserna för ytterområde använts.

I klass 1 ingår de flesta serviceledningarna och det finns inga huvudledningar i kategorin. Serviceledningar är de ledningar som ansluter från fjärrvärmeledningen i gatan till värmeväxlaren inne i huset. Serviceledningar börjar ute i gatan i asfalterad mark men den största delen ligger i trädgårdar som har lägre återställningskostnad än asfaltsbelagda ytor. Kostnaden i trädgårdar antas vara den samma som för parkmark. För klass 1 har ett antagande om att 80 procent av ledningarna ligger i tomtmark gjorts. För Östersundsnätet har klass 1 för innerstad och parkområde inte justerats men för ytterområde har 80 % av ledningarna räknats som parkmark. Antagandet var nödvändigt att göra eftersom bättre data inte fanns tillgängligt.

Intrångsersättning och återställningskostnad

När en gata grävs upp för fjärrvärmeledningar måste Jämtkraft betala en avgift till kommunen för intrånget. Intrångsersättningen syftar till att täcka kommunens fördyrande kostnader för vägunderhåll på grund av större risk för sättningar, fler skarvar mm som blir följderna av att delar av asfalten grävs upp.

Kostnaden för asfaltering har satts till 450 kr per m². För ledningar upp till kategori 8 antas det vara 1,5 m² asfalt som går åt per meter fjärrvärmeledning. För ledningar i kategori 8-15 antas det vara 2 m² asfalt per meter ledning. (Jönses, 2011)

Intrångsersättningen är 200 kr per m² i gatumark och 120 kr per m² i trottoar och cykelväg. Ersättningarna är de som gäller i Östersunds kommun men samma kostnad har beräknats även för de nät som ligger i Krokoms och Åre kommun. (Eriksson, 2011)

Ventiler

I fjärrvärmenätet finns ett stort antal ventiler som behövs för att kontrollera och styra tryck och flöden i nätet, ventilerna behövs också för att avlufta systemet. Ventilerna har klassats i storleksklasser enligt Tabell 3. Priserna som använts kommer från en nettoprislista som fanns tillgänglig på Jämtkrafts förråd. Ventilen som priset avser är för medianstorleken i klassen, medianmåttet som används är för Östersundsnetet. Priserna avser ventiler med larmtråd, utan avluftning. Uppgifter om antalet ventiler och dimension på ventilerna kommer från Xpower. De ventiler som är inmätta och registerförda men som har okänd diameter har antagits vara klass 2.

Tabell 3. Prisuppgifter på ventiler efter klasstillhörighet samt klassificeringsuppgifter, uppgifterna kommer från en aktuell prislista som Jämtkraft har tillgång till

Klass	Storleksspann mm	Median ventil mm	Pris SEK per styck
1	15-50	32	4801
2	50-150	65	7092
3	150-500	200	26019

Pumpstationer

Pumpstationer har värderats utifrån erfarenheter om vad de kostar. Jämtkraft har byggt flera nya pumpstationer de senaste åren och har därför bra kännedom om vad de kostar. Kostnaden uppskattas till 2 miljoner SEK per station. Totalt finns 6 pumpstationer i Östersund och 1 i Åre. (Eriksson, 2011)

4 Resultat

Jämtkrafts fjärrvärmenät

Jämtkraft har totalt tio stycken fjärrvärmenät. Överlägset störst är fjärrvärmenätet i Östersund. I storleksordning kommer sedan Åre, Krokom, Järpen, Mörsil, Näliden, Duved, Föllinge, Kall och Hallen. Beskrivningar av vad beräkningarna baserats på i fråga om anläggningstillgångar för näten följer under respektive rubrik. Vissa av de mindre näten är sammanslagna under samma rubrik.

Östersundsnetet

I Östersundsnetet står ett kraftvärmeverk för baslasten. Kraftvärmeverket har möjlighet att producera 45 MW el och cirka 80 MW fjärrvärme. I kraftvärmeverket finns dessutom rökgaskondensering installerad, den kondenserar fukten i rökgaserna och tar därmed vara på energin som går åt för att koka bort vattnet i fuktiga bränslen. Rökgaskondenseringen har en effekt på 30 MW. Kraftvärmeverket med rökgaskondensering står enligt budget för ca 85 % av energileveranserna i nätet. När inte effekten från kraftvärmeverket räcker till finns 3 stycken bibränslepannor på vardera 25 MW, två av pannorna är kopplade till samma rökgaskondenseringsanläggning som ger en effekt på ytterligare 12 MW, den tredje pannan står på en annan plats och är också kopplad till en rökgaskondenseringsanläggning med en effekt av 6 MW. De två pannorna kan även elda torv. När inte heller denna effekt räcker till finns fem stycken tjockoljepannor varav tre på 25 MW, en på 20 MW och en på 6 MW. Det finns dessutom sex stycken EO1 pannor varav 5 stycken är på 5 MW och en transportabel panna på 1,5 MW. Oljepannorna används under mycket kalla vinterdagar när inte bibränslepannorna räcker till, det finns även vissa begränsningar i överföringskapacitet i ledningsnätet som kan innebära att någon oljepanna används även om inte effekten utnyttjas fullt ut. Det finns pannor på totalt fem olika ställen i nätet samt en transportabel panna som används vid planerade avbrott och vid störningar i överföringskapaciteten. (Englund, 2011)

Fjärrvärmenätet består av knappt 300 km ledningar (Xpower, 2011). För att fjärrvärmenätet ska fungera finns det pumpar som ser till att trycket i systemet behålls. Dessutom finns ett stort antal ventiler som reglerar flöden, avluftar systemet och stänger av ledningar med mera. Jämtkraft äger nätet fram till kundens yttervägg. (Englund, 2011)

I fjärrvärmesystemet ingår dessutom en ackumulatortank på 26 000 m³ vatten. Denna används för att jämna ut effektbehovet över dagen och även under kortare köldknäppar. Ackumulatorn gör att kraftvärmeverket kan optimeras under längre perioder än vad som annars skulle vara möjligt. Dessutom bidrar den till att öka leveranssäkerheten i systemet eftersom den ackumulerade energin kan användas vid ett produktionsbortfall. (Englund, 2011)

Årenätet

I Åre finns två panncentraler, en på norra sidan av Åresjön och en på södra sidan. Anläggningen på södra sidan är basproduktionsanläggning, där finns två stycken bibränslepannor en på 5 MW och en på 2 MW, dessutom finns en 5 MW EO1 panna. På norra sidan av Åresjön finns spetslastanläggningar bestående av en 5 MW EO1 och en 2 MW EO1 panna. Det finns också en elpanna med en effekt av 2 MW placerad på ett annat ställe. (Englund, 2011)

Fjärrvärmenätet i Åre är cirka 16 km långt (Xpower). På grund av att det är stora höjdskillnader i Åres fjärrvärmenät behövs fler pumpstationer i förhållande till längden av fjärrvärmenätet än vad som behövs i Östersund. Markens lutning ställer också till problem för

de maskiner som gräver ned fjärrvärmeledningar, detta gör det dyrare att lägga fjärrvärmeledningar i Åre än i Östersund. (Englund, 2011)

Krokomnätet

Fjärrvärmesystemet i Krokom skiljer sig från övriga nät på grund av att Jämtkraft inte äger baslastanläggningen, värmen köps istället in från ett sågverk som använder samma panna till sina virkestorkar. Eftersom anläggningen inte ägs av Jämtkraft blir NUAK för produktionsanläggningar lågt för nätet. Jämtkraft äger däremot tre spets- och reservlastpannor varav en 5 MW EO1 och två 1 MW EO1 pannor. (Englund, 2011) Fjärrvärmenätet är ca 12 km långt (Xpower).

Järpen, Mörsil, Hallen och Duveds fjärrvärmenät

De fyra näten är relativt lika i sin struktur. Baslastpannorna i näten är fliseldade. I Järpen finns en rök-gaskondenseringsanläggning på baslastpannan. Som spetslast finns i alla nät en eller flera EO1 pannor, det finns även elpannor som tjänar som reservpannor. (Englund, 2011) Längden på fjärrvärmeledningarna varierar mellan ca 7,5 km och 700 m (Xpower).

Nälden, Föllinge och Kall

Fjärrvärmesystemen på dessa orter är små och har en pelletspanna som basproduktion och en eller flera EO1 pannor som spets och reservpannor. Det finns även elpannor i systemen som används sommartid och som reservkraft. (Englund, 2011) Längden på fjärrvärmenätet är mellan 1 och 3 km (Xpower).

Ledningslängden för varje nät presenteras i Tabell 4, 5 och 6. För varje nät har ett område innehållande hela fjärrvärmenätet valts ut i Xpower, sedan har information om alla ledningselement valts. Informationen har sedan exporterats till Excel där den har bearbetats.

Tabell 4. Ledningslängd i meter per kategori och nät samt ledningsklass

Nät Klass	Innerstad	Östersund Ytterområde	Parkmark	Åre Ytterområde	Krokom Ytterområde
1	164	75 415	5 080	1 625	2 580
2	206	18 034	131	1 059	460
3	582	39 557	1 821	1 577	1 952
4	13	33 467	1 137	2 231	806
5	1 829	23 120	1 216	1 350	1 032
6	870	21 120	1 838	924	1 259
7	637	17 945	1 483	1 630	955
8	610	13 871	1 202	1 359	353
9	818	17 644	1 915	2 218	2 974
10	337	22 877	1 034	1 956	-
11	-	3 125	274	-	-
12	168	3 945	1 187	-	-
13	443	2 085	183	-	-
14	348	4 982	187	-	-
15	-	128	-	-	-
Totalt	7 024	297 321	18 688	15 928	12 370

Tabell 5. Fortsättning på Tabell 4. Ledningslängd i meter per kategori och nät samt ledningsklass

Nät Klass	Järpen Ytterområde	Mörsil Ytterområde	Nälden Ytterområde	Duved Ytterområde
1	1 289	981	141	699
2	176	178	302	299
3	991	1 177	211	461
4	716	135	302	319
5	894	700	679	151
6	400	1 148	292	1 163
7	422	315	841	2
8	2 412	-	-	-
9	128	-	-	-
Totalt	7 427	4 634	2 769	3 093

Tabell 6. Fortsättning på Tabell 4 och 5. Ledningslängd i meter per kategori och nät samt ledningslängd

Nät Klass	Föllinge Ytterområde	Kall Ytterområde	Hallen Ytterområde	Totalt Totalt Jämtkraft
1	71	15	21	87 134
2	-	-	-	20 243
3	228	50	-	47 656
4	174	11	-	38 505
5	80	667	-	30 140
6	636	449	667	27 564
7	433	-	-	23 387
8	-	-	-	19 807
9	-	-	-	25 696
10	-	-	-	26 203
11	-	-	-	3 399
12	-	-	-	5 300
13	-	-	-	2 712
14	-	-	-	5 517
15	-	-	-	128
Totalt	1 621	1 193	688	363 392

Antalet ventiler redovisas i Tabell 7 och 8. Uppgifterna om antalet ventiler är hämtat från Xpower på samma sätt som ledningslängden.

Tabell 7. Antal ventiler i fjärrvärmesystemet

Klass	Östersund	Åre	Krokom	Järpen	Mörsil
1	614	23	20	24	2
2	701	105	87	44	6
3	207	187	0	0	0

Tabell 8. Fortsättning på tabell 6. Antal ventiler i fjärrvärmesystemet

Klass	Nälden	Duved	Föllinge	Kall	Hallen
1	0	3	0	0	0
2	32	10	11	2	0
3	3	0	0	0	0

Resultat av NUAK-beräkningar

NUAK för distributionsanläggningar

Resultaten för beräkningarna är uppdelade på distribution och produktion. Först kommer NUAK för ledningar och ventiler att presenteras, även totalt NUAK för distributionsnätet redovisas i Tabell 9. Därefter kommer resultaten för produktion där Tabell 10 visar NUAK för

produktionsanläggningar per nät. I Bilaga 1 redovisas NUAK för varje enskild produktionsenhet för varje produktionsanläggning, samt vilka kalkylpriser som har använts.

Tabell 9. NUAK för distributionsnäten uppdelat på fjärrvärmeledning, ventiler och summerat, värden i SEK

Nät	NUAK ledningar	NUAK ventiler	Totalt NUAK distribution
Östersund	1 691 518 253	13 320 143	1 704 838 396
Åre	98 327 749	5 734 100	104 061 849
Krokom	64 451 275	713 024	65 164 299
Järpen	38 901 678	427 272	39 328 950
Mörsil	20 738 777	52 154	20 790 931
Nällden	14 294 831	305 217	14 600 048
Duved	13 619 536	85 323	13 704 859
Föllinge	8 685 737	78 012	8 763 749
Kall	6 328 582	14 184	6 342 766
Hallen	3 806 767	0	3 806 767
Summa	1 960 673 183	20 729 429	1 981 402 612

Pumpstationerna har en nuanskaffningskostnad på 12 miljoner SEK i Östersund och 2 miljoner SEK i Åre.

NUAK för produktionsanläggningar

I Tabell 10 redovisas NUAK för produktionsanläggningar per nät. Värt att notera är att för Östersundsnätet utgör kraftvärmeverket och ackumulatortanken 1 423 miljoner SEK. De större biobränslepannorna inklusive rökgaskondensering står för 444 miljoner SEK, de övriga pannorna utgör således en relativt liten del av den totala nuanskaffningskostnaden.

Tabell 10. NUAK för produktionsenheter, SEK

Nät	Östersund	Åre	Krokom	Järpen	Mörsil
NUAK	1 940 054 143	40 701 667	6 205 000	15084 286	6 487 111

Nät	Nällden	Duved	Föllinge	Kall	Hallen
NUAK	8 332 207	7 957 857	3 717 500	3 359 900	4084 286

Pellets- och flispannor

För att beräkna NUAK för pannor som eldas med pellets eller flis användes budgetofferter från företag som producerar pannor. Tabell 11 redovisas priserna från budgetofferterna och i tabell 12 har medelvärden tagits fram. Dessa medelvärden har använts vid beräkningen av NUAK för de olika pannorna. Medelvärdena redovisas i SEK/kW. För oljepannor har priserna i Tabell 13 använts.

Tabell 11. Budgetoffertpriser för pellets och flispannor, priser i SEK, effekt i kW (Swebo Bioenergy, 2011) (Ariterm, 2011)

Tillverkare	Bränsle	Effekt kW	Pris SEK	SEK/kW
Swebo	Pellets	100	1 088 810	10 888
Swebo	Pellets	240	1 743 840	7 266
Swebo	Pellets	450	1 977 400	4 394
Ariterm	Pellets	200	1 850 000	9 250
Ariterm	Pellets	300	1 950 000	6 500
Ariterm	Pellets	400	2 100 000	5 250
Ariterm	Pellets	500	2 200 000	4 400
Ariterm	Pellets	700	2 400 000	3 429
Ariterm	Pellets	1 000	2 800 000	2 800

I Tabell 12 har medelvärden för kostnaden per kW för olika panneffekter sammanställts. Alla pannor som Jämtkraft äger har inte de effekter som tillverkarna har lämnat budgetofferter för. I de fallen har kostnaden för den närmaste lägre effektnivån använts.

Tabell 12. Medelvärden av kostnader för pellets- och flispannor baserade på Tabell 11

Effekt kW	SEK per kW
300	6883
400	4822
500	4397
600	4397
650	3914
700	3429

Oljepannor har värderats med hjälp av priserna i Tabell 13. För pannor som inte har exakt de effekter som anges i Tabell 13 har kostnaden per kW för den lägre effektnivån använts.

Oljepannor

Tabell 13. EO1 pannor, kalkylpriser enligt budgetofferter

Tillverkare	Bränsle	Effekt kW	Pris SEK	Pris/kW i SEK
Osbyparca	EO1	500	1 000 000	2 000
Osbyparca	EO1	1 000	1 500 000	1 500
Osbyparca	EO1	5 000	3 000 000	600

För alla panncentraler med pannor med en effekt mindre än 5 MW har en kostnad på 200 000 SEK för grund och 5000 SEK för elanslutning adderats. Kostnaden kommer från den panncentral som jämtkraft har flyttat till Åre. På den nya platsen för panncentralen har en grund gjutits och el dragits fram. Kostnaden har använts till alla panncentraler och alltså inte för alla pannor, på många ställen finns det flera pannor i samma central.

För EO5 pannor har ett pris på 8 miljoner kronor för en panna med en effekt av 25 MW använts, från det priset har ett pris per installerad effekt använts, priset är 320 SEK per kW installerad effekt. Uppgifterna kommer från Compab Eldabs senast levererade 25 MW panna. Priset har använts för alla EO5 pannor. Priset är utan skorsten och byggnad och således mycket lågt räknat. (Dunder, 2011) Värderingen för byggnaderna kommer från försäkringsvärderingen som är 4 886 000 SEK för byggnaden vid Minnesgårdet och 4 808 000 SEK för byggnaden vid Öneberget.

Rökgaskondenseringsanläggningar kostar enligt Värmeforsk mellan 500 och 700 SEK per kW installerad panneffekt, i denna undersökning har alltid 600 SEK per installerad panneffekt använts. (Värmeforsk, Under publicering) Enligt samma källa uppges biobränslepannor kosta 5225 SEK per kW. Denna siffra har använts för biobränslepannor med effekter från 5 MW till 25 MW. (Värmeforsk, Under publicering)

5 Diskussion

Ledningsnätet

Uppgifterna som resultatet grundar sig på har olika grader av säkerhet. Säkra bedöms uppgifterna om anläggningstillgångarna vara. Det är inte troligt att det finns fler anläggningar av de typer som har inkluderats i undersökningen. Metoden för att plocka ut data för distributionen ur Xpower är inte komplicerad och risken för att missa något är liten. Även metoden för att dela in distributionsnätet i innerstad, ytterområde och parkmark bedöms vara relativt säker.

Priserna från Kulvertkostnads katalogen stämde väl överens med verkligheten när katalogen var ny och det använda indexet från SCB antas hålla hög kvalitet. Kostnadsuppgifterna i Kulvertkostnads katalogen behöver inte nödvändigtvis stämma bra för mindre projekt eftersom ett antal fördyrande faktorer kan sammanfalla, däremot för ett så stort urval som beräkningen är gjord på, är det rimligt att anta att kostnaden för extremfallen tar ut varandra. Därför antas kvalitén i resultaten för fjärrvärmeledningarna vara hög.

Resultaten för ventiler baseras på en aktuell prislista. Klassificeringen bedöms ge ett rättvisande resultat. Ingen arbetskostnad är beräknad för ventiler, eftersom ventilerna alltid sätts på en fjärrvärmeledning behöver ingen kostnad för markarbetet beräknas. Den kostnaden redan är inkluderad i kostnadsberäkningen för ledningen. Visserligen behövs lite utökad grävning för ventilen men den extra kostnaden bedöms vara liten.

Resultaten för NUAK av ventilerna sticker ut för Naldennätet och Hallennätet. För Hallen fanns inga uppgifter om några ventiler, det är otroligt att så är fallet men troligtvis påverkar inte den totala nuanskaffningskostnaden för nätet speciellt mycket ändå. Rimligtvis borde det finnas ungefär lika många ventiler som det finns i Kall eftersom det är ungefär lika stora fjärrvärmesystem. Alltså är ett värde på 10 000-15 000 kr rimligare. Resultaten för Nalden sticker ut uppåt istället. Trots att fjärrvärmenätet i Nalden endast är hälften så stort som det i Mörsil är NUAK för ventiler ändå 6 gånger högre för Nalden. En förklaring kan vara att en större andel av ventilerna har okänd dimension. När en ventil har okänd dimension har ett antagande gjorts om att den tillhör klass 2. Det skiljer ca 2000 kr per ventil mellan klass 1 och 2 vilket innebär att det inte kan förklara hela den stora skillnaden. En ytterligare orsak kan ligga i fjärrvärmenätens historia. Eftersom Jämtkraft tog över Åre Fjärrvärme AB där fjärrvärmenäten i Åre, Järpen, Mörsil, Duved, Kall och Hallen ingick har det under årens lopp varit olika dokumentation på byggnation och inmätning av fjärrvärmeledningarna. Det skulle alltså kunna vara så att det är fler detaljer som inte finns med i Xpower i de fjärrvärmenät som tillhörde Åre Fjärrvärme AB. Om så är fallet är det troligt att även värdena för de andra näten från Åre Fjärrvärme AB är underskattade.

I fallet med en infrastruktur som fjärrvärme kan marknadsvärdet vara negativt för olönsamma små anläggningar. Eftersom det inte går att flytta rören (utan enorma kostnader) är enda möjligheten att avyttra anläggningen att hitta en köpare till den befintliga anläggningen. I de fall där det rör sig om en liten olönsam anläggning kan man då få betala för att bli av med den. Inte desto mindre har anläggningen kostat stora summor att bygga upp och att ersätta den skulle också kosta stora summor. Vid en sådan situation kommer man få en hög nuanskaffningskostnad, medan kostnaden för att köpa en motsvarande anläggning någon annanstans skulle vara negativ varvid marknadsvärdet är negativt. Om värdet bestäms genom en avkastningsberäkning får de flesta mindre anläggningar låga värden eftersom avkastningen ofta är låg i förhållande till NUAK.

Vid beräkningen av NUAK för fjärrvärmenätet har kulvertkostnadskatalogen använts. I underlaget till den har projektstorleken varit 30-100 meter för dimensioner upp till 80 mm för dimensioner över 100 mm har längden per projekt varit över eller mycket över 100 m. Generellt sett blir projekt billigare per enhet ju större projektet är. Frågan är då vilken projektstorlek som bör användas vid en NUAK beräkning. Uppgiften är att räkna ut vad det skulle kosta att anlägga hela systemet idag. Då borde man således räkna på en projektstorlek som är lika stor som hela nätet är idag, alltså en storlek som är många gånger större än vad som har räknats på. I praktiken har utbyggnaden skett i mycket mindre etapper som alltså blir dyrare. Eftersom NUAK beräkningen inte syftar till att vara ett underlag för nybyggnation utan istället är en värderingsmetod, kan det vara rimligt att räkna på någon sorts genomsnittlig projektlängd.

Regleringen av fjärrvärmenätet

Det är nödvändigt att reglera monopolsituationen. I Sverige är det EI som utfärdar regleringen på elnät- och naturgasöverföringsmarknaden. Det är även den myndighet som kommer att utfärda en eventuell reglering av fjärrvärmemarknaden. Dagens reglering innebär ett tak för hur stora intäkter för el- och naturgasdistribution nätföretagen får ha under en fyraårsperiod. Kapitalbasen är en viktig komponent för att beräkna taket, vilket benämns intäktsram och beskrivs mer i kapitel 2.

Idag finns det inte någon reglering för vad fjärrvärmeleverantören kan ta betalt av abonnenterna. Om abonnenterna inte har någon möjlighet att välja en annan leverantör av nyttigheten, kan en investerare betala ett mycket högt pris för att få kontrollen över anläggningen (betydligt mer än vad det kostar att bygga anläggningen). Sedan kan investeraren ta tillräckligt betalt av abonnenterna för att få avkastning på sin investering. En reglering omöjliggör ett sådant förfarande och skyddar därmed kunderna från att utnyttjas i sin beroendeställning.

Alternativa värderingsmetoder

Marknadsvärde

Tidigare nämnda alternativa metoder för beräkningen av kapitalbasen är marknadsvärde och avkastningsvärde, vilka båda är beroende av en fullt fungerande marknad för den försålda varan/tjänsten, för att ge ett relevant resultat. Att använda marknadsvärdering vid den typen av värdering som är intressant för fjärrvärmemarknaden innebär att man hamnar i ett moment 22; marknadsvärdet påverkas av regleringen och regleringen påverkas av marknadsvärdet. För att tydliggöra varför det inte går att beräkna ett relevant marknadsvärde följer här ett exempel: Vid utgångspunkt i en oreglerad monopolsituation finns det i princip inte några begränsningar för hur mycket ägaren till anläggningen kan ta betalt av abonnenterna (kunderna). Abonnenterna har heller ingen möjlighet att välja en annan leverantör av nyttigheten, eftersom endast en leverantör existerar. Marknadsvärdet, det vill säga vad en annan investerare är villig att betala för anläggningen, kan i en sådan situation bli mycket högt, eftersom kundernas betalningsvilja inte är rimligt begränsad när det handlar om en nytta såsom exempelvis el. Om det fanns en reglering som begränsade möjligheten att exempelvis göra väldigt stora vinster genom att höja abonnenternas avgifter, skulle inte marknadsvärdet bli lika högt. Marknadsvärdet kan därmed inte antas vara en tillräckligt bra metod för att värdera nyttigheten i det här fallet. Avkastningsvärdet fungerar på liknande sätt och lämpar sig därmed inte heller för fjärrvärmemarknaden.

Anskaffningsvärde

För att beräkna kapitalbasen utifrån anskaffningsvärdet krävs tillfredsställande korrekta uppgifter i fråga om anskaffningskostnader. Metoden går ut på att den faktiska anskaffningskostnaden används som kapitalbas. Inflation och teknikutveckling är två faktorer som medför att anskaffningskostnaden inte kan anses motsvara värdet av en äldre fjärrvärmeanläggning, eftersom dessa faktorer påverkar värdet. Dessutom är anskaffningskostnader inte alltid tillgängliga vid äldre anläggningar. Vid beräkningen av NUAK för naturgasnätet användes anskaffningskostnaden uppräknad med inflationen. Det ansågs godtagbart eftersom naturgasnätet var förhållandevis ungt.

Bokfört värde

En fjärrvärmeanläggning har generellt sett långa avskrivningstider och lång teknisk livslängd. Om kapitalbasen ska beräknas genom det bokförda värdet på anläggningen, krävs att den tekniska livslängden går att approximera någorlunda exakt. I fallet med fjärrvärmeanläggningar är livslängden många gånger mycket svår att uppskatta. Avskrivningstiden stämmer inte alltid med den tekniska livslängden, oftast är livslängden längre än avskrivningstiden. Det innebär att kapitalbasen kan underskattas med denna metod.

Valet av NUAK

Kapitalbasen syftar till att ligga till grund vid utformningen av de regleringar som styr verksamheterna. Energimarknadsinspektionen har valt NUAK som beräkningsmetod för kapitalbasen av elnät och naturgasöverföringsmarknaden. Målet med värderingen i fallet med exempelvis elnätet är att få fram ett värde på nätet som inte berörs av omständigheter såsom om det är ett eller flera företag på marknaden. Alternativa metoder för att räkna ut kapitalbasen har utvärderats och ett starkt skäl till att NUAK har valts är att andra metoder för att beräkna kapitalbasen inte fungerar på företag som verkar på en monopolliknande marknad. Av samma anledning är det därför lämpligt att välja NUAK som beräkningsmetod på fjärrvärmemarknaden.

NUAK används i situationer där den faktiska tillgången man värderar inte kan säljas eller endast har ett värde så som det ser ut just nu. Jämtkrafts fjärrvärmeanläggningar kan inte praktiskt sett flyttas, anläggningarna drivs dock och har haft en kostnad, därför bör kostnaden för det som finns användas som kapitalbas istället för marknadsvärde eller bokfört värde.

Moskogenprojektet

Investeringar i den storlek som ett kraftvärmeverk innebär, påverkas av världskonjunkturen. Råmaterial till anläggningen blir dyrare, framförallt stålpriset påverkar kostnaden för ett kraftvärmeverk. Det endast finns ett mindre antal tillverkare av de delar som ett kraftvärmeverk består av. Tillverkarna har en begränsad produktionskapacitet, därför blir det under en högkonjunktur då det byggs fler kraftvärmeverk färre anbudsgivare på upphandlingarna, vilket driver upp priserna. Detta var fallet när Kalmar energi byggde sitt kraftvärmeverk i Moskogen. Endast en tillverkare av pannan kom med ett anbud. Detta bidrog antagligen till högre priser upp för projektet. Även andra delar av projektet blev mycket dyrare än vad de skulle blivit om upphandlingarna skett något år tidigare eller senare. (Selander, 2011) Värderingen av kraftvärmeverket i denna studie baseras på upphandlingar som är gjorda under högkonjunktur vilket får till följd att en övervärdering av anläggningen är trolig. Hur stor påverkan som detta fått på NUAK för kraftvärmeverket är svårt att säga.

Reinvesteringsbehov

NUAK kan användas till att räkna ut hur mycket pengar som behöver reinvesteras varje år för att bibehålla kapaciteten på systemet. Genom att dividera NUAK med den genomsnittliga tekniska livslängden för systemet fås reinvesteringsbehovet fram. För fjärrvärmedistribution bedömer Jämtkraft att nätets genomsnittliga tekniska livslängd är 40 år. Med ett NUAK på 1 995 MSEK innebär det att reinvesteringsbehovet är knappt 50 MSEK per år. Idag reinvesterar inte Jämtkraft i närheten av de summorna. Eftersom de allra äldsta delarna av Jämtkrafts fjärrvärmenät nu är lite drygt 40 år har hitills behovet av reinvesteringar varit litet. Behovet av reinvesteringar kommer att öka ju högre medelålder nätet får.

För produktionsanläggningar är avskrivningstiden kortare, Jämtkraft räknar med ca 30 år. Med ett NUAK på 2 035 MSEK blir reinvesteringsbehovet ungefär 68 MSEK. För produktionsanläggningar är situationen delvis annorlunda jämfört med distributionsanläggningar. På grund av teknikutveckling och framförallt prisförändringar för bränslen har Jämtkraft investerat i nya pannor även att de äldre pannorna inte har varit utslitna. På grund av dessa investeringar finns idag en viss överkapacitet på produktionssidan och detta tar inte NUAK-beräkningen hänsyn till. Effekten blir att NUAK blir onödigt stort för behovet i fjärrvärmenätet.

6 Felkällor

Vid värderingen av kraftvärmeverket användes en linjär uppräkningsfaktor vid korrigeringen för storleken på kraftvärmeverken. Den faktor som användes var 1,45 och är resultatet av att dividera eleffekten med varandra. Med faktorn 1,45 blev resultatet 1 423 MSEK för kraftvärmeverket och ackumulatorn. Eftersom kraftvärmeverket står för en så stor del av NUAK får faktorn stort genomslag på resultatet. En annan möjlig metod att räkna ut faktorn på är att använda kvadratroten av skillnaden. Med den metoden blir faktorn 1,20. Det ger ett värde på kraftvärmeverket på 1 182 MSEK, alltså en skillnad på totalt 241 MSEK. Det är troligt att det korrekta värdet är någonting emellan dessa värden.

Oljepannor med en effekt större än 5 MW är troligtvis undervärderade. Försäkringsvärdet är betydligt högre än värderingen i denna undersökning. 25 MW pannorna är försäkrade till ett värde av cirka 40 MSEK styck och denna undersökning värderar dem endast till 8 MSEK per styck plus värdet av byggnaden. Orsaken är troligtvis att budgetofferten på grund av missförstånd endast inkluderar en liten del av en fungerande anläggning. Rimligtvis stämmer försäkringsvärderingen bättre överens med verkligheten än resultatet av denna undersökning. Totalt blir skillnaden cirka 117,9 MSEK. Det är endast i Östersund som de större oljepannorna finns.

Referenser

Publicerade källor

- Day, R. A., & Barbara, G. (2006). How to Write and Publish a Scientific Paper. Westport, Connecticut: Greenwood Press.
- Energimarknadsinspektionen. (2011). Analys av fjärrvärmeföretagens intäkts- och kostnadssutveckling (EI R2011:08). Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Energimarknadsinspektionen. (2008). Tillsynsmetod för överföring och lagring av naturgas i Sverige, Metod för att på förhand fastställa en skälig intäktsram för de reglerade naturgasföretagen. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Jämtkraft AB. (2011). Årsredovisning Jämtkraft AB 2010. Östersund: Jämtkraft AB.
- Kommittédirektiv. (2002). Fjärrvärme på värmemarknaden. Stockholm.
- SCB Statistiska centralbyrån, Sveriges Byggindustrier. (8 2011). Byggindex. Örebro: Statistiska centralbyrån, Sveriges Byggindustrier.
- Statens offentliga utredningar. (2011). Fjärrvärme i konkurrens, betänkande av TPA utredningen. Stockholm: Statens offentliga utredningar.
- Svensk Fjärrvärme. (2009). Fjärrvärme - A real success story. Stockholm: Svensk fjärrvärme.
- Svensk Fjärrvärme. (2007). Kulvertkostnadskatalog 2007:1. Svensk Fjärrvärme.
- Värmeforsk. (Under publicering). A08-846 Kostnad för el från småskalig kraftvärme”. Stockholm: Svensk fjärrvärme.
- Yard, S. (2009). Varför fokus på kapacitetsbevarande princip vid reglering av elnät? Yard, Stefan.

Intervjuer

- Dunder, M. (den 11 11 2011). Compab Eldab. (B. Thorn-Andersen, Intervjuare)
- Englund, G (den 26 09 11) (B Thorn-Andersen, Intervjuare)
- Jönses, A (den 23 09 11) (B Thorn-Andersen)
- Lindqvist, U (den 15 09 11) (B Thorn-Andersen, Intervjuare)
- Nordenswan, T. (den 30 09 2011). (B. Thorn-Andersen, Intervjuare)
- Selander, K. (den 07 12 2011). (B. Thorn-Andersen, Intervjuare)

Internet och databaser

- Xpower, Jämtkrafts datasystem för anläggningar (2011)
- Kalmar energi. (den 10 11 2011). [kalmarenergi.se](http://kalmarenergi.se/templates/Page_____7450.aspx). Hämtat från http://kalmarenergi.se/templates/Page_____7450.aspx den 10 11 2011

Bilagor

Bilaga 1. NUAK per panna (produktion)

Placering	Namn	Effekt MW	El effekt MW	Bränsle	SEK/kW	NUAK
Lugnvik	Panna 3 (KVV)	125	45	Biobränsle, torv, RT	-	1 423 853 000
Lugnvik	Rökgaskondens KVV	30		-	-	
Lugnvik	Panna 1	25		Biobränsle, torv	5 225	130 625 000
Lugnvik	Panna 2	25		Biobränsle, torv	5 225	130 625 000
Lugnvik	Rökgaskondens panna 1+2	12		-	700	35 000 000
Minnesgärdet	Panna 1	25		tjockolja E05	-	12 886 000
	Panna 2	25		tjockolja E05	-	8 000 000
	Panna 3	25		tjockolja E05	-	8 000 000
	Panna 4	25		Biobränsle	5 225	130 625 000
	Rökgaskondensering	6		-	700	17 500 000
Körfältet	Panna 1	5		E01	600	3 205 000
	Panna 2	5		E01	600	3 000 000
	Panna 3	5		E01	600	3 000 000
						-
Odensala	Odensala	5		E01	600	3 205 000
						-
Torvall		5		E01	600	3 205 000
						-
Öneberget		20		E05	320	11 208 000
		6		E05	600	3 600 000
Göviken		5		E01	600	3 205 000
Transportabel panna		1,5		E01	1 500	2 250 000
Brunflo	Pelletspanna under flytt	2		pellets	3 429	7 062 143
Summa Östersund						1 940 054 143

Nälden						
Placering	Effekt MW	Bränsle	SEK/kW panna	NUAK		
Snickeriet	0,8	pellets	3 429	2 947 857		
	0,425	pellets	4 822	2 049 350		
	0,44	E01	2 000	880 000		
Skolan	0,5	E01	2 000	1 205 000		
	0,25	E01	2 000	500 000		
	1	El	750	750 000		
Summa				8 332 207		
Föllinge						
Placering	Effekt MW	Bränsle	SEK/kW	NUAK		
Föllinge	0,7	pellets	3 429	2 605 000		
Föllinge	0,25	E01	2 000	500 000		
Föllinge	0,25	E01	2 000	500 000		
Föllinge	0,15	El	750	112 500		
Summa				3 717 500		
Krokom						
Placering	Effekt MW	Bränsle	SEK/kW	NUAK		
Hissmoböle	5	E01	600	3 205 000		
	1	E01	1 500	1 500 000		
	1	E01	1 500	1 500 000		
Summa				6 205 000		
Kall						
Placering	Effekt MW	Bränsle	SEK/kW	NUAK		
Kall skola	0,3	Biobränsle	6 883	2 269 900		
	0,5	E01	2 000	1 000 000		
	0,12	El	750	90 000		
Summa				3 359 900		
Hallen						
Placering	Effekt MW	Bränsle	SEK/kW	NUAK		
Hallgården	0,65	Biobränsle	3 914	2 749 286		
	0,6	E01	2 000	1 200 000		
	0,18	El	750	135 000		
Summa				4 084 286		

Mörsil						
Placering	Effekt MW	Bränsle	SEK/kW	NUAK		
Sjöstigen	0,5	Biobränsle	4 397	2 403 556		
Sjöstigen	1	E01	1 500	1 500 000		
Sjöstigen	0,12	El	750	90 000		
Skolan	0,5	Biobränsle	4 397	2 403 556		
	0,12	El	750	90 000		
Summa				6 487 111		
Järpen						
Placering	Effekt MW	Bränsle	SEK/kW	NUAK		
Röjsmohallen	3	Biobränsle	1 833	5 705 000		
Röjsmohallen	0,35	-	700	2 100 000		
Röjsmohallen	4	E01	600	2 400 000		
Röjsmohallen	0,3	el	750	225 000		
Röjsmohallen	0,225	el	750	168 750		
Röjsmohallen	0,255	el	750	191 250		
Industriområdet	0,65	Biobränsle	3 914	2 749 286		
	0,93	E01	1 500	1 395 000		
	0,2	El	750	150 000		
Summa				15 084 286		
Duved						
Placering	Effekt MW	Bränsle	SEK/kW	NUAK		
Duved	0,73	Biobränsle	3 429	2 707 857		
	2	E01	1 500	3 000 000		
	0,3	El	750	225 000		
	0,9	El (Värmepump)	2 250	2 025 000		
Summa				7 957 857		
Åre						
Placering	Effekt MW	Bränsle	SEK/kW	NUAK		
Sösa	5	Biobränsle	5 225	26 330 000		
	2	Biobränsle	1 833	3 666 667		
	5	E01	600	3 000 000		
Norra	5	E01	600	3 205 000		
	2	E01	1 500	3 000 000		
	2	el	750	1 500 000		
Summa				40 701 667		
Tot hela Jämtkraft				2 035 983 956		

Publications from The Department of Forest Products, SLU, Uppsala

Rapporter/Reports

1. Ingemarson, F. 2007. De skogliga tjänstemännens syn på arbetet i Gudruns spår. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
2. Lönnstedt, L. 2007. *Financial analysis of the U.S. based forest industry*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
4. Stendahl, M. 2007. *Product development in the Swedish and Finnish wood industry*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
5. Nylund, J-E. & Ingemarson, F. 2007. *Forest tenure in Sweden – a historical perspective*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
6. Lönnstedt, L. 2008. *Forest industrial product companies – A comparison between Japan, Sweden and the U.S.* Department of Forest Products, SLU, Uppsala
7. Axelsson, R. 2008. Forest policy, continuous tree cover forest and uneven-aged forest management in Sweden's boreal forest. Licentiate thesis. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
8. Johansson, K-E.V. & Nylund, J-E. 2008. NGO Policy Change in Relation to Donor Discourse. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
9. Uetimane Junior, E. 2008. Anatomical and Drying Features of Lesser Known Wood Species from Mozambique. Licentiate thesis. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
10. Eriksson, L., Gullberg, T. & Woxblom, L. 2008. Skogsbruksmetoder för privatskogsbrukaren. *Forest treatment methods for the private forest owner*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
11. Eriksson, L. 2008. Åtgärdsbeslut i privatskogsbruket. *Treatment decisions in privately owned forestry*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
12. Lönnstedt, L. 2009. *The Republic of South Africa's Forests Sector*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
13. Blicharska, M. 2009. *Planning processes for transport and ecological infrastructures in Poland – actors' attitudes and conflict*. Licentiate thesis. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
14. Nylund, J-E. 2009. *Forestry legislation in Sweden*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
15. Björklund, L., Hesselman, J., Lundgren, C. & Nylinder, M. 2009. Jämförelser mellan metoder för fastvolymbestämning av stockar. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
16. Nylund, J-E. 2010. *Swedish forest policy since 1990 – reforms and consequences*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
17. Eriksson, L., m.fl. 2011. Skog på jordbruksmark – erfarenheter från de senaste decennierna. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
18. Larsson, F. 2011. Mätning av bränsleved – Fastvolym, torrhalt eller vägning? Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
19. Karlsson, R., Palm, J., Woxblom, L. & Johansson, J. 2011. Konkurrenskraftig kundanpassad affärsutveckling för lövträ - Metodik för samordnad affärs- och teknikutveckling inom leverantörskedjan för björkämnen. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala

Examensarbeten/Master Thesis

1. Stangebye, J. 2007. Inventering och klassificering av kvarlämnad virkesvolym vid slutavverkning. *Inventory and classification of non-cut volumes at final cut operations*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
2. Rosenquist, B. 2007. Bidragsanalys av dimensioner och postningar – En studie vid Vida Alvesta. *Financial analysis of economic contribution from dimensions and sawing patterns – A study at Vida Alvesta*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
3. Ericsson, M. 2007. En lyckad affärsrelation? – Två fallstudier. *A successful business relation? – Two case studies*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
4. Ståhl, G. 2007. Distribution och försäljning av kvalitetsfuru – En fallstudie. *Distribution and sales of high quality pine lumber – A case study*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
5. Ekholm, A. 2007. Aspekter på flyttkostnader, fastighetsbildning och fastighetstorlekar. *Aspects on fixed harvest costs and the size and dividing up of forest estates*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala

6. Gustafsson, F. 2007. Postningsoptimering vid sönderdelning av fura vid Sätters Ångsåg. *Saw pattern optimising for sawing Scots pine at Sätters Ångsåg*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
7. Götherström, M. 2007. Följdeffekter av olika användningssätt för vedråvara – en ekonomisk studie. *Consequences of different ways to utilize raw wood – an economic study*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
8. Nashr, F. 2007. *Profiling the strategies of Swedish sawmilling firms*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
9. Högsborn, G. 2007. Sveriges producenter och leverantörer av limträ – En studie om deras marknader och kundrelationer. *Swedish producers and suppliers of glulam – A study about their markets and customer relations*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
10. Andersson, H. 2007. *Establishment of pulp and paper production in Russia – Assessment of obstacles*. Etablering av pappers- och massaproduktion i Ryssland – bedömning av möjliga hinder. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
11. Persson, F. 2007. Exponering av trägolv och lister i butik och på mässor – En jämförande studie mellan sport- och bygghandeln. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
12. Lindström, E. 2008. En studie av utvecklingen av drivningsnettot i skogsbruket. *A study of the net conversion contribution in forestry*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
13. Karlhager, J. 2008. *The Swedish market for wood briquettes – Production and market development*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
14. Höglund, J. 2008. *The Swedish fuel pellets industry: Production, market and standardization*. Den Svenska bränslepelletsindustrin: Produktion, marknad och standardisering. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
15. Trulsson, M. 2008. Värmebehandlat trä – att inhämta synpunkter i produktutvecklingens tidiga fas. *Heat-treated wood – to obtain opinions in the early phase of product development*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
16. Nordlund, J. 2008. Beräkning av optimal batchstorlek på gavelspikningslinjer hos Vida Packaging i Hestra. *Calculation of optimal batch size on cable drum flanges lines at Vida Packaging in Hestra*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
17. Norberg, D. & Gustafsson, E. 2008. *Organizational exposure to risk of unethical behaviour – In Eastern European timber purchasing organizations*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
18. Bäckman, J. 2008. Kundrelationer – mellan Setragroup AB och bygghandeln. *Customer Relationship – between Setragroup AB and the DIY-sector*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
19. Richnau, G. 2008. *Landscape approach to implement sustainability policies? - value profiles of forest owner groups in the Helgeå river basin, South Sweden*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
20. Sokolov, S. 2008. *Financial analysis of the Russian forest product companies*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
21. Färlin, A. 2008. *Analysis of chip quality and value at Norske Skog Pisa Mill, Brazil*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
22. Johansson, N. 2008. *An analysis of the North American market for wood scanners*. En analys över den Nordamerikanska marknaden för träscannern. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
23. Terzieva, E. 2008. *The Russian birch plywood industry – Production, market and future prospects*. Den ryska björk-plywoodindustrin – Produktion, marknad och framtida utsikter. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
24. Hellberg, L. 2008. Kvalitativ analys av Holmen Skogs internprissättningsmodell. *A qualitative analysis of Holmen Skogs transfer pricing method*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
25. Skoglund, M. 2008. Kundrelationer på Internet – en utveckling av Skandias webbplats. *Customer relationships through the Internet – developing Skandia's homepages*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
26. Hesselman, J. 2009. Bedömning av kunders uppfattningar och konsekvenser för strategisk utveckling. *Assessing customer perceptions and their implications for strategy development*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
27. Fors, P-M. 2009. *The German, Swedish and UK wood based bio energy markets from an investment perspective, a comparative analysis*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
28. Andræ, E. 2009. *Liquid diesel biofuel production in Sweden – A study of producers using forestry- or agricultural sector feedstock*. Produktion av förnyelsebar diesel – en studie av producenter av biobränsle från skogs- eller jordbrukssektorn. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
29. Barrstrand, T. 2009. Oberoende aktörer och Customer Perceptions of Value. *Independent actors and Customer Perception of Value*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala

30. Fälldin, E. 2009. Påverkan på produktivitet och produktionskostnader vid ett minskat antal timmerlängder. *The effect on productivity and production cost due to a reduction of the number of timber lengths*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
31. Ekman, F. 2009. Stormskadornas ekonomiska konsekvenser – Hur ser försäkringsersättningsnivåerna ut inom familjeskogsbruket? *Storm damage's economic consequences – What are the levels of compensation for the family forestry?* Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
32. Larsson, F. 2009. Skogsmaskinföretagarnas kundrelationer, lönsamhet och produktivitet. *Customer relations, profitability and productivity from the forest contractors point of view*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
33. Lindgren, R. 2009. Analys av GPS Timber vid Rundviks sågverk. *An analysis of GPS Timber at Rundvik sawmill*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
34. Rådberg, J. & Svensson, J. 2009. Svensk skogsindustris framtida konkurrensfördelar – ett medarbetarperspektiv. *The competitive advantage in future Swedish forest industry – a co-worker perspective*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
35. Franksson, E. 2009. Framtidens rekrytering sker i dag – en studie av ingenjörsstudenters uppfattningar om Södra. *The recruitment of the future occurs today – A study of engineering students' perceptions of Södra*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
36. Jonsson, J. 2009. *Automation of pulp wood measuring – An economical analysis*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
37. Hansson, P. 2009. *Investment in project preventing deforestation of the Brazilian Amazonas*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
38. Abramsson, A. 2009. Sydsvenska köpsågverksstrategier vid stormtimmerlagring. *Strategies of storm timber storage at sawmills in Southern Sweden*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
39. Fransson, M. 2009. Spridning av innovationer av träprodukter i byggvaruhandeln. *Diffusion of innovations – contrasting adopters views with non adopters*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
40. Hassan, Z. 2009. *A Comparison of Three Bioenergy Production Systems Using Lifecycle Assessment*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
41. Larsson, B. 2009. Kundens uppfattade värde av svenska sågverksföretags arbete med CSR. *Customer perceived value of Swedish sawmill firms work with CSR*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
42. Raditya, D. A. 2009. *Case studies of Corporate Social Responsibility (CSR) in forest products companies - and customer's perspectives*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
43. Cano, V. F. 2009. *Determination of Moisture Content in Pine Wood Chips*. Bachelor Thesis. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
44. Arvidsson, N. 2009. Argument för prissättning av skogsfastigheter. *Arguments for pricing of forest estates*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
45. Stjernberg, P. 2009. Det hyggessfria skogsbruket vid Yttringe – vad tycker allmänheten? *Continuous cover forestry in Yttringe – what is the public opinion?* Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
46. Carlsson, R. 2009. *Fire impact in the wood quality and a fertilization experiment in Eucalyptus plantations in Guangxi, southern China*. Brandinverkan på vedkvaliteten och tillväxten i ett gödselexperiment i Guangxi, södra Kina. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
47. Jerenius, O. 2010. Kundanalys av tryckpappersförbrukare i Finland. *Customer analysis of paper printers in Finland*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
48. Hansson, P. 2010. Orsaker till skillnaden mellan beräknad och inmätt volym grot. *Reasons for differences between calculated and scaled volumes of tops and branches*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
49. Eriksson, A. 2010. *Carbon Offset Management - Worth considering when investing for reforestation CDM*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
50. Fallgren, G. 2010. På vilka grunder valdes limträleverantören? – En studie om hur Setra bör utveckla sitt framtida erbjudande. *What was the reason for the choice of glulam deliverer? -A studie of proposed future offering of Setra*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
51. Ryno, O. 2010. Investeringskalkyl för förbättrat värdeutbyte av furu vid Krylbo sågverk. *Investment Calculation to Enhance the Value of Pine at Krylbo Sawmill*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
52. Nilsson, J. 2010. Marknadsundersökning av färdigkapade produkter. *Market investigation of pre cut lengths*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
53. Mörner, H. 2010. Kundkrav på biobränsle. *Customer Demands for Bio-fuel*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala

54. Sunesdotter, E. 2010. Affärsrelationers påverkan på Kinnarps tillgång på FSC-certifierad råvara. *Business Relations Influence on Kinnarps' Supply of FSC Certified Material*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
55. Bengtsson, W. 2010. Skogsfastighetsmarknaden, 2005-2009, i södra Sverige efter stormarna. *The market for private owned forest estates, 2005-2009, in the south of Sweden after the storms*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
56. Hansson, E. 2010. Metoder för att minska kapitalbindningen i Stora Enso Bioenergis terminallager. *Methods to reduce capital tied up in Stora Enso Bioenergy terminal stocks*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
57. Johansson, A. 2010. Skogsallmänningars syn på deras bankrelationer. *The commons view on their bank relations*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
58. Holst, M. 2010. Potential för ökad specialanpassning av trävaror till byggföretag – nya möjligheter för träleverantörer? *Potential for greater customization of the timber to the construction company – new opportunities for wood suppliers?* Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
59. Ranudd, P. 2010. Optimering av råvaruflöden för Setra. *Optimizing Wood Supply for Setra*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
60. Lindell, E. 2010. Rekreation och Natura 2000 – målkonflikter mellan besökare och naturvård i Stendörrens naturreservat. *Recreation in Natura 2000 protected areas – visitor and conservation conflicts*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
61. Coletti Pettersson, S. 2010. Konkurrentanalys för Setragroup AB, Skutskär. *Competitive analysis of Setragroup AB, Skutskär*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
62. Steiner, C. 2010. Kostnader vid investering i flisaggregat och tillverkning av pellets – En komparativ studie. *Expenses on investment in wood chipper and production of pellets – A comparative study*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
63. Bergström, G. 2010. Bygghandelns inköpsstrategi för träprodukter och framtida efterfrågan på produkter och tjänster. *Supply strategy for builders merchants and future demands for products and services*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
64. Fuente Tomai, P. 2010. *Analysis of the Natura 2000 Networks in Sweden and Spain*. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
65. Hamilton, C-F. 2011. Hur kan man öka gallringen hos privata skogsägare? En kvalitativ intervjustudie. *How to increase the thinning at private forest owners? A qualitative questionnaire*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
66. Lind, E. 2011. Nya skogsbaserade material – Från Labb till Marknad. *New wood based materials – From Lab to Market*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
67. Hulusjö, D. 2011. Förstudie om e-handel vid Stora Enso Packaging AB. *Pilot study on e-commerce at Stora Enso Packaging AB*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
68. Karlsson, A. 2011. Produktionsekonomi i ett lövsågverk. *Production economy in a hardwood sawmill*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
69. Bränngård, M. 2011. En konkurrensanalys av SCA Timbers position på den norska bygghandelsmarknaden. *A competitive analyze of SCA Timbers position in the Norwegian builders merchant market*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
70. Carlsson, G. 2011. Analysverktyget Stockluckan – fast eller rörlig postning? *Fixed or variable tuning in sawmills? – an analysis model*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
71. Olsson, A. 2011. Key Account Management – hur ett sågverksföretag kan hantera sina nyckelkunder. *Key Account Management – how a sawmill company can handle their key customers*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
72. Andersson, J. 2011. Investeringsbeslut för kraftvärmeproduktion i skogsindustrin. *Investment decisions for CHP production in The Swedish Forest Industry*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
73. Bexell, R. 2011. Hög fyllnadsgrad i timmerlagret – En fallstudie av Holmen Timbers sågverk i Braviken. *High filling degree in the timber yard – A case study of Holmen Timber's sawmill in Braviken*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
74. Bohlin, M. 2011. Ekonomisk utvärdering av ett grantimmerssortiment vid Bergkvist Insjön. *Economic evaluation of one spruce timber assortment at Bergkvist Insjön*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
75. Enqvist, I. 2011. Psykosocial arbetsmiljö och riskbedömning vid organisationsförändring på Stora Enso Skutskär. *Psychosocial work environment and risk assessment prior to organizational change at Stora Enso Skutskär*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
76. Nylinder, H. 2011. Design av produktkalkyl för vidareförädlade trävaror. *Product Calculation Design For Planed Wood Products*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala

77. Holmström, K. 2011. Viskosmassa – framtid eller fluga. *Viscose pulp – fad or future*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
78. Holmgren, R. 2011. Norra Skogsägarnas position som trävaruleverantör – en marknadsstudie mot bygghandeln i Sverige och Norge. *Norra Skogsägarnas position as a wood-product supplier – A market investigation towards the builder-merchant segment in Sweden and Norway*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
79. Carlsson, A. 2011. Utvärdering och analys av drivningsentreprenörer utifrån offentlig ekonomisk information. *Evaluation and analysis of harvesting contractors on the basis of public financial information*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
80. Karlsson, A. 2011. Förutsättningar för betalningsgrundande skördarmätning hos Derome Skog AB. *Possibilities for using harvester measurement as a basis for payment at Derome Skog AB*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
81. Jonsson, M. 2011. Analys av flödesekonomi - Effektivitet och kostnadsutfall i Sveaskogs verksamhet med skogsbränsle. *Analysis of the Supply Chain Management - Efficiency and cost outcomes of the business of forest fuel in Sveaskog*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
82. Olsson, J. 2011. Svensk fartygsimport av fasta trädbaserade biobränslen – en explorativ studie. *Swedish import of solid wood-based biofuels – an exploratory study*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
83. Ols, C. 2011. Retention of stumps on wet ground at stump-harvest and its effects on saproxylic insects. Bevarande av stubbar vid stubbrytning på våt mark och dess inverkan på vedlevande insekter. Department of Forest Products, SLU, Uppsala
84. Börjegren, M. 2011. Utvärdering av framtida mätmetoder. *Evaluation of future wood measurement methods*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
85. Engström, L. 2011. Marknadsundersökning för högvärdiga produkter ur klenkubb. *Market survey for high-value products from thin sawn timber*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala
86. Thorn-Andersen, B. 2012. Nuanskaffningskostnad för Jämtkrafts fjärrvärmeanläggningar. *Today-acquisition-cost for the district heating facilities of Jämtkraft*. Institutionen för skogens produkter, SLU, Uppsala

Distribution
Sveriges lantbruksuniversitet
Institutionen för skogens produkter
Department of Forest Products
Box 7008
SE-750 07 Uppsala, Sweden
Tfn. +46 (0) 18 67 10 00
Fax: +46 (0) 18 67 34 90
E-mail: sprod@slu.se